

# MEE-/BIJSTOOKPOTENTIEEL BIOMASSA IN KOLENCENTRALES EN AARDGAS-GESTOOKTE INSTALLATIES

## Bepaling van de MilieuTechnische- en Financieel-Economische Haalbaarheid

R. van Ree  
R. Korbee  
T. de Lange  
S. Eenhoorn  
B. Groenendaal

Revisies		
A	20 november 2000, R. van Ree	
B		
Opgesteld door:	Goedgekeurd door:	ECN-Biomassa
R. van Ree	D. Jansen	
Geverifieerd door:	Vrijgegeven door:	
J. Prij	H. Veringa	

## Verantwoording

Dit project is gedeeltelijk uitgevoerd in opdracht van Novem in het kader van het EWAB-programma (contractnummer: 355299-3070). Het betreft de werkzaamheden ter bepaling van het totale mee-/bijstookpotentieel van biomassa (en afval) in poederkoolgestookte E-centrales in Nederland. De bepaling van het totale bijstookpotentieel van biomassa in Nederlandse aardgasgestookte installaties is uitgevoerd in het kader van het Engine-programma van ECN. Het ECN-projectnr. waaronder de totale werkzaamheden zijn uitgevoerd is 7.2887.

## Abstract

The main goal of the Dutch Renewable Energy Policy is that in 2020 10% of the total energy consumption has to be provided by renewable energy sources. Cofiring of biomass and waste in conventional coal and natural gas fired power plants, and natural gas fired installations, is expected to play an important contribution to the short-term market introduction of biomass and waste based conversion technologies in a technical, environmental, and economic attractive way.

In this study the total technical, environmental and economic cofiring potential for biomass and waste in the Netherlands is analysed. The following questions have been addressed: 1) the total current and future availability and contractability of biomass and waste materials for energy purposes, 2) the concepts that can be used to cofire the large variety biomass and waste materials (direct cofiring, indirect cofiring, cofiring by upstream gasification, cofiring by upstream pyrolysis, cofiring by upstream Hydro-Thermal-Upgrading, and cofiring by upstream combustion with downstream steam-side integration), 3) technical constraints that limit the total cofiring potential, 4) environmental constraints that limit the total cofiring potential (EU air emission constraints, quality and commercial applicability of co-produced solid residues), 5) financial-economic constraints, and 6) the costs of the avoided CO<sub>2</sub>-emissions.

It is concluded that cofiring indeed has the potential to play a major contribution to the future renewable energy based energy supply system in the Netherlands. For cofiring of relatively clean biofuels in conventional coal-fired power plants direct cofiring is preferable, followed by indirect cofiring and upstream gasification without additional fuel gas clean-up. For cofiring of more contaminated biofuels upstream gasification with (advanced) fuel gas clean-up and upstream combustion with steam-side integration have been identified as the most promising concepts. For cofiring in natural gas fired combined-cycles, upstream gasification with advanced fuel gas clean-up has been identified as the only applicable technology.

## Trefwoorden

Nederland	Haalbaarheidsstudie
Biomassa	Systeemanalyse
Meestook	Bijstookconcepten
Bijstook	Vergassing
Biomassa beschikbaarheid	Pyrolyse
Biomassa contracteerbaarheid	HTU
Elektriciteitscentrales	Stoomzijdige integratie
Poederkoolverbrandingscentrales	Technische beperkingen
Aardgas-STEG's	Milieutechnische analyse
Vermeden CO <sub>2</sub> -emissie	Financieel-economische analyse

## Kerngegevens

ECN-projectnr.:	7.2887	Opdrachtgever:	Novem / ECN-directie
Projectleider:	Drs.ing. R. van Ree re	Contract-/ projectnummers:	355299-3070 / 7.2887
Contractleider:	Drs.ing. R. van Ree re	Programma:	EWAB / ENGINE
Supervisor:	Dr.ing. J. Prij	Projectlooptijd:	050399 – 150900
Unit:	ECN-Biomassa		
WEH:	Biomassa Systemen		

## Colofon

Projectnummer Novem: 355299 – 3070

Dit onderzoek is uitgevoerd met medewerking van het programma Energiewinning uit Afval en Biomassa (EWAB).

Beheer en coördinatie van het EWAB-programma berusten bij:

NOVEM B.V.

Nederlandse onderneming voor energie en milieu B.V.

Catharijnesingel 59

3511 GG UTRECHT

Postbus 8242

3503 RE Utrecht

Telefoon: (030) 239 34 88 (Secretariaat EWAB)

Contactpersoon: M. Raats

E-mail: [m.raats@novem.nl](mailto:m.raats@novem.nl)

Het programma Energiewinning uit Afval en Biomassa wordt uitgevoerd door Novem in opdracht van het ministerie van Economische Zaken.

Novem geeft geen garantie voor de juistheid en/of volledigheid van gegevens, ontwerpen, constructies, producten of productiemethoden voorkomende of beschreven in dit rapport, noch voor de geschiktheid daarvan voor enige bijzondere toepassing.

Aan deze publicatie kunnen geen rechten worden ontleend.

Nadere informatie over de uitgevoerde studie is verkrijgbaar bij:

Energieonderzoek Centrum Nederland

Postbus 1

1755 ZG Petten

Drs.ing R. van Ree

Telefoon: (0224) 564741

Datum rapportage: november 2000



# INHOUD

MANAGEMENT SAMENVATTING.....	7
<b>1. INLEIDING .....</b>	<b>15</b>
<b>2. CLASSIFICATIE EN CONTRACTEERBAARHEID BIOMASSA (EN AFVAL) VOOR MEE-/BIJSTOOKDOELEINDEN.....</b>	<b>17</b>
2.1 INTRODUCTIE.....	17
2.2 ORGANISCHE RESTSTROMEN.....	17
2.2.1 <i>Classificatie/certificering</i> .....	17
2.2.2 <i>Beschikbaarheid/contracteerbaarheid</i> .....	18
2.3 BINNENLANDSE TEELT .....	22
2.4 IMPORT .....	24
2.5 DEFINITIE REPRESENTATIEVE GECLASSIFICEERDE BIOBRANDSTOFFEN .....	26
2.6 DISCUSSIE.....	27
<b>3. MEE-/BIJSTOOKPOTENTIEEL BIOMASSA/AFVAL IN KOLENCENTRALES .....</b>	<b>29</b>
3.1 INTRODUCTIE.....	29
3.2 KOLENCENTRALES IN NEDERLAND.....	30
3.2.1 <i>Overzicht centrales</i> .....	30
3.2.2 <i>Brandstofvoorziening</i> .....	30
3.2.3 <i>Toegepaste kolenconversietechnologieën</i> .....	32
3.2.4 <i>Huidige mee-/bijstookinitiatieven</i> .....	33
3.2.5 <i>Emissies</i> .....	35
3.2.6 <i>Toepassings-eisen rest-/afvalstromen</i> .....	39
3.3 MEE-/BIJSTOOKCONCEPTEN VOOR BIOMASSA/AFVAL .....	42
3.3.1 <i>Kengetallen “base-case” centrales</i> .....	43
3.3.2 <i>Beschrijving mee-/bijstook opties</i> .....	43
3.3.3 <i>Analyse methodiek</i> .....	45
3.3.4 <i>Resultaten systeemanalyses</i> .....	46
3.4 MILIEUTECHNISCH MEE-/BIJSTOOKPOTENTIEEL.....	46
3.4.1 <i>Uitgangspunten</i> .....	46
3.4.2 <i>Resultaten berekeningen</i> .....	51
3.4.3 <i>Discussie</i> .....	51
3.5 FINANCIËEL-ECONOMISCH MEE-/BIJSTOOKPOTENTIEEL .....	54
3.5.1 <i>Uitgangspunten</i> .....	54
3.5.2 <i>Input-data</i> .....	54
3.5.3 <i>Resultaten mee-/bijstookconcepten “base-case” poederkoolverbrandingscentrale</i> .....	55
3.5.4 <i>Resultaten mee-/bijstookconcepten “base-case” poederkoolvergassingscentrale</i> .....	62
3.6 DISCUSSIE.....	65
<b>4. BIJSTOOKPOTENTIEEL BIOMASSA/AFVAL IN AARDGAS-GESTOOKTE INSTALLATIES.....</b>	<b>73</b>
4.1 INTRODUCTIE.....	73
4.2 AARDGAS-GESTOOKTE INSTALLATIES IN NEDERLAND.....	73
4.2.1 <i>Aardgas-gestookte ketels</i> .....	73
4.2.2 <i>Aardgas-gestookte gasturbine installaties</i> .....	74
4.2.3 <i>Huidige biomassa bijstookinitiatieven</i> .....	75
4.3 BIJSTOOKCONCEPTEN VOOR BIOMASSA/AFVAL.....	76
4.3.1 <i>Bijstook in aardgas-gestookte ketels</i> .....	76
4.3.2 <i>Bijstook in aardgas-gestookte gasturbine installaties</i> .....	77
4.3.3 <i>Potentiële uitvoeringswijze biomassa bijstookconcepten</i> .....	78
4.4 SYSTEEMANALYSES BIJSTOOKCONCEPTEN .....	80
4.4.1 <i>Uitgangspunten systeemevaluaties / analyse methodiek</i> .....	82
4.4.2 <i>Resultaten systeemevaluaties</i> .....	82
4.5 FINANCIËEL-ECONOMISCH BIJSTOOKPOTENTIEEL .....	83
4.5.1 <i>Input-data</i> .....	84
4.5.2 <i>Resultaten bijstook cases “base-case” aardgas-gestookte STEG-installatie</i> .....	84
4.6 DISCUSSIE.....	85

<b>5. DISCUSSIE/CONCLUSIES .....</b>	<b>91</b>
<b>REFERENTIES.....</b>	<b>101</b>
<b>BIJLAGE 1. OVERZICHT BESCHIKBAARHEID/ CONTRACTEERBAARHEID VAN GECLASSIFICEERDE BIOMASSA-/AFVALSTROMEN.....</b>	<b>103</b>
<b>BIJLAGE 2. UITGANGSPUNTEN INDICATIEVE SYSTEEM-ANALYSES MEE-/BIJSTOOK BIOMASSA/AFVAL IN KOLEN-CENTRALES.....</b>	<b>113</b>
<b>BIJLAGE 3. BEREKENINGSRESULTATEN BEPALING MILIEU-TECHNISCH MEE- /BIJSTOOKPOTENTIEEL BIOMASSA/AFVAL IN POEDERKOOLO- VERBRANDINGSCENTRALES .....</b>	<b>119</b>
<b>BIJLAGE 4. TECHNISCHE- EN NIET-TECHNISCHE KNELPUNTEN VOOR MEE- /BIJSTOOK VAN BIOMASSA IN KOLENCENTRALES.....</b>	<b>137</b>
<b>BIJLAGE 5. BELEIDSAFSPRAAK OP HOOFDLIJNEN: KOLEN-CENTRALES EN CO2-REDUCTIE .....</b>	<b>141</b>
<b>BIJLAGE 6. OVERZICHT AARDGAS-GESTOOKTE GASTURBINE INSTALLATIES IN NEDERLAND.....</b>	<b>149</b>
<b>BIJLAGE 7. INTERNATIONAL AFB-NET WORKSHOP “EUROPEAN EXPERIENCE IN BIOMASS COFIRING” .....</b>	<b>155</b>
<b>BIJLAGE 8. PRODUCTIE EN BESCHIKBAARHEID VAN BIOMASSA- EN AFVALSTROMEN (MARSROUTES-STUDIE) .....</b>	<b>175</b>

## MANAGEMENT SAMENVATTING

### *Doelstellingen Nederlandse DE-beleid en Klimaatbeleid*

Het Nederlandse DE-beleid is er op gericht om het huidige aandeel van hernieuwbare bronnen aan de binnenlandse energievoorziening van ca. 1% te vergroten tot 10% in 2020. In dit beleid is een belangrijke rol voorzien voor de inzet van biomassa, met beleidsdoelstellingen van 24 PJ<sub>th, v.f.b.</sub>\* in 2000, 45 PJ<sub>th, v.f.b.</sub> in 2007 en 75 PJ<sub>th, v.f.b.</sub> in 2020. Mee-/bijstook van biomassa in bestaande steenkool-gestookte elektriciteitscentrales en aardgas-gestookte installaties wordt beschouwd als de meest voor de hand liggende technologie om biomassa op de korte- en middellange termijn op enige schaal in de Nederlandse energievoorziening te kunnen introduceren. Onder de aanname dat mee-/bijstook van biomassa behalve aan de “eigen” bijdrage (20 PJ<sub>th, v.f.b.</sub> in 2020), zoals gedefinieerd in de nationale DE-doelstelling, moet voldoen, ook moet bijdragen aan invulling van 50% van het “gat”\*\* in de DE-doelstelling voor 2020, bedraagt de totale bijdrage van mee-/bijstook van biomassa 47,8 PJ<sub>th, v.f.b.</sub> in 2020. Dit komt overeen met een daadwerkelijke biomassa-inzet van ca. 55 PJ<sub>th</sub> (3,0 Mt d.s. bij 18 MJ/kg d.s.); oftewel met ca. 40 % van de totale biomassa-inzet (102,75 PJ<sub>th, v.f.b.</sub>, 137 PJ<sub>th</sub> biomassa, 7,6 Mt d.s.) in 2020.

Om het mondiale milieuprobleem “het versterkte broeikaseffect” met haar potentiële negatieve gevolgen te bestrijden, heeft Nederland zich tezamen met een groot aantal andere landen middels het Kyoto-protocol verplicht de emissie van broeikasgassen te beperken. Een significant deel (6 Mt CO<sub>2</sub>-equivalenten) van de nationale doelstelling voor 2010 (25 Mt CO<sub>2</sub>-equivalenten) dient te worden gerealiseerd door emissiereductie bij steenkool-gestookte elektriciteitscentrales. Een dergelijke reductie dient te worden gerealiseerd door: brandstofsubstitutie (steenkool -> aardgas), verbetering van het overall conversierendement en mee-/bijstook van hernieuwbare brandstoffen, zoals biomassa. Mee-/bijstook van biomassa dient een bijdrage te leveren van minimaal 50% (3 Mt CO<sub>2</sub>-equivalenten) van de CO<sub>2</sub>-emissiereductie doelstelling van de kolencentrales. Dit komt overeen met mee-/bijstook van ruim 10% biomassa op energiebasis.

### *Doelstelling studie*

Het doel van de studie, waarvan de resultaten in dit rapport worden weergegeven, was de analyse van het milieutechnische- en financieel-economische potentieel voor mee-/bijstook van biomassa in conventionele steenkool-gestookte elektriciteitscentrales en bijstook van biomassa in aardgas-gestookte installaties in Nederland. Hierbij dienden o.a. de volgende vragen te worden beantwoord:

1. Wat is de beschikbaarheid/contracteerbaarheid van biomassa voor de huidige- en toekomstige Nederlandse energievoorziening, inclusief classificatie en samenstelling?
2. Welke concepten zijn er mogelijk om biomassa mee-/bij te stoken in fossiele brandstoffen gestookte centrales/installaties, inclusief de belangrijkste kengetallen: netto elektrisch biomassaconversierendement en de benodigde additionele investerings- en B&O-kosten?
3. Wat is de milieutechnische haalbaarheid van de diverse biomassa/conversieconcept-combinaties, met een beschouwing van o.a.: de geldende luchtmissie-eisen, de kwaliteit van de geproduceerde vaste reststromen en potentiële technische mee-/bijstooklimiteringen?

---

\* PJ<sub>th, v.f.b.</sub>: PJ<sub>th</sub> vermeden fossiele brandstofinzet. 1 PJ<sub>th, v.f.b.</sub> komt overeen met de inzet van 1,3 PJ<sub>th</sub> biomassa bij aangenomen gemiddelde conversierendementen van 40% voor fossiele brandstoffen en 30% voor biomassa.

\*\* Met het “gat” in de Nederlandse DE-doelstelling voor 2020 wordt in dit geval op de herdefiniëring van het begrip duurzaam bedoeld. Hierdoor wordt energieproductie uit de kunststoffractie van het huishoudelijk afval en m.b.v. industriële warmtepompen niet meer als hernieuwbare energie beschouwd. Deze uitsluiting leidt tot een “gat” in de 2020 DE-doelstelling van 55,5 PJ<sub>th, v.f.b.</sub>. Hier wordt aangenomen dat 50% van dit “gat” wordt ingevuld door maximalisatie van de inzet van het organische deel van het huishoudelijke afval en van de inzet van warmtepompen in de utiliteit en huishoudens. Het resterende deel van het “gat” wordt ingevuld door een grotere bijdrage van de inzet van biomassa middels mee-/bijstook in centrales en installaties.

4. Wat is de financieel-economische haalbaarheid van de diverse mee-/bijstookconcepten?
5. Wat zijn voor de verschillende mee-/bijstookconcepten de kosten per ton vermeden-CO<sub>2</sub> en wat is de kosteneffectiviteit per ton CO<sub>2</sub>-reductie (overeenkomstig het CO<sub>2</sub>-reductieplan)?
6. Wat is het totale potentieel voor mee-/bijstook van biomassa in conventionele steenkool-gestookte elektriciteitscentrales en bijstook van biomassa in aardgas-gestookte installaties in Nederland (integratie resultaten 1. t/m 5. en toespitsing op daadwerkelijk beschikbare centrales/installaties)?

*Beschikbaarheid/contracteerbaarheid biomassa voor huidige- en toekomstige Nederlandse energievoorziening*

Om aan de DE-doelstelling voor 2020 te voldoen dient in 2020 75 PJ<sub>th</sub> aan fossiele brandstoffen te worden gesubstitueerd door biomassa. Inclusief opvulling van 50% van het “DE-gat” dient deze bijdrage verder toe te nemen tot ca. 103 PJ<sub>th, v.f.b.</sub>. Dit komt overeen met een daadwerkelijke biomassa-inzet van ca. 137 PJ<sub>th</sub>, oftewel ca. 7,6 Mt d.s. (18 MJ<sub>th</sub>/kg d.s.). Hiervan dient (minimaal) 48 PJ<sub>th, v.f.b.</sub> te worden gerealiseerd middels mee-/bijstook van biomassa. Dit komt overeen met een biomassa-inzet van ca. 55 PJ<sub>th</sub>, oftewel ca. 3,0 Mt d.s..

Om (deels) in de biomassa-behoefte te voorzien dient de inzet van binnenlands geproduceerde organische reststromen voor energiedoeleinden te worden gemaximaliseerd. Een eventueel toekomstig tekort aan biomassa kan worden aangevuld middels binnenlandse teelt, dan wel import van organische reststromen/energiegewassen van binnen en buiten de EU. De huidige beschikbaarheid/contracteerbaarheid van biomassa voor energiedoeleinden in Nederland is in een tweetal recente studies geanalyseerd [ABC-studie (TNO, 1999), Marsroutes-project (PWC, ECN, TNO, 2000)] . Uit de ABC-studie resulteert dat de huidige beschikbaarheid van biomassa voor de Nederlandse energievoorziening ca. 105 PJ<sub>th</sub>, en de verwachte beschikbaarheid voor 2020 ca. 120 PJ<sub>th</sub>, bedraagt. In het Marsroutes-project is deze huidige- en toekomstige beschikbaarheid nader gespecificeerd, met het volgende resultaat: huidige- (2000) respectievelijk toekomstige (2020) beschikbaarheid van biomassa en afval voor de Nederlandse energievoorziening: 141 PJ<sub>th</sub> (82% binnenlandse “productie”, 18% import vanuit de EU) en een kleine 200 PJ<sub>th</sub> (83% binnenlandse “productie”, 14% import vanuit de EU en 3% import van buiten de EU). Uit de weergegeven data blijkt dat er zowel nu als in 2020 voldoende biomassa contracteerbaar moet kunnen zijn om in de mee-/bijstookbehoefte (55 PJ<sub>th</sub>, oftewel ca. 3,0 Mt d.s. in 2020) te voorzien. Slechts een (klein) deel van deze biomassa zal dusdanig “schoon” en qua morfologie geschikt zijn om zonder problemen te kunnen worden meegestookt in steenkool-gestookte E-centrales. Om ook de overige biobrandstoffen te kunnen verwerken zal een separate verwerkingsstap “upstream” (bijstook) noodzakelijk zijn. Om in de totale biomassa-behoefte voor 2020 (137 PJ<sub>th</sub>, oftewel ca. 7,6 Mt d.s.) te kunnen voorzien, dient “optimale” aanwending van binnenlands geproduceerde organische reststromen te worden gecombineerd met binnenlandse teelt en een verregaande biomassa-import.

*Mee-/bijstookconcepten voor biomassa in kolencentrales en gas-gestookte installaties*

Voor mee-bijstook van biomassa in steenkool-gestookte E-centrales zijn diverse technologische concepten “beschikbaar”. De concepten die in deze studie zijn geanalyseerd, tezamen met de belangrijkste berekende concept-specifieke kengetallen, worden weergegeven in de tabel op de volgende pagina. De data betreffen 10 en 40% mee-/bijstook van biomassa op energiebasis in een base-case steenkoolverbrandingscentrale (capaciteit: 600 MW<sub>e</sub>, netto elektrische efficiency: 40 %LHV, bedrijfstijd: 6000 uur/jaar).

Systeemanalyse van dezelfde concepten voor mee-/bijstook (10 en 40% op energiebasis) van biomassa in een “base-case” steenkoolvergassingscentrale (capaciteit: 253 MW<sub>e</sub>, netto elektrische efficiency: 43 %LHV, bedrijfstijd: 6000 uur/jaar) resulteert in een netto elektrisch rendement voor conversie van de biobrandstof die ca. 2-3% hoger ligt t.o.v. mee-/bijstook in een verbrandingscentrale. Vanwege de lagere capaciteit, t.g.v. de relatief kleine “base-case” vergassingscentrale, liggen de specifieke investeringskosten ca. 20-30% hoger.



*Concepten/kengetallen mee-/bijstook biomassa in "base-case" kolenverbrandingscentrale.*

Concept	Netto elektrisch rendement biobrandstof [%LHV]		Specifieke additionele investeringskosten [Euro/kW <sub>e</sub> ]	
mee-/bijstook [%]	10	40	10	40
directe meestook	39,5	39,5	40	25
indirecte meestook	38	38	500	285
bijstook separate vergassing				
- zonder stookgasreiniging	38	38	455	300
- met LT-stookgasreiniging	35,5	35,5	1120	735
bijstook separate pyrolyse				
- langzaam zonder pyrolysegas reiniging <sup>2</sup>	36	36	895	895
- langzaam met pyrolysegas reiniging <sup>2</sup>	32,5	32,5	1240	1240
- snel	36	36	935	935
bijstook separate HTU	35,5	35,5	620	490
bijstook verbranding met stoomzijdige integratie <sup>1</sup>	38,5	38,5	940	575

<sup>1</sup> De hier weergegeven bijstookpercentages hebben slechts een theoretische betekenis, daar het werkelijk praktisch toepasbare percentage sterk gelimiteerd zal zijn door de marge die het reeds bestaande "optimale" stoomcircuit toestaat.

<sup>2</sup> De hier weergegeven en gebruikte specifieke investeringskosten bleken in de praktijk aanzienlijk hoger, te weten: 1200 Euro/kW<sub>e</sub> en 2000 Euro/kW<sub>e</sub>.

Voor bijstook van biomassa in aardgas-gestookte installaties is in het kader van deze studie uitsluitend de optie voor bijstook in een aardgas-gestookte STEG gedetailleerd geanalyseerd. De belangrijkste reden hiervoor is dat aardgas-gestookte ketels in Nederland voornamelijk op relatief kleine schaal worden ingezet voor warmte-productie en dat ca. 60% (2700 MW<sub>e</sub>) van het totaal geïnstalleerde elektrische GT-vermogen in Nederland (4325 MW<sub>e</sub>) wordt gerealiseerd door een 13-tal grote STEG's. Van deze relatief grote STEG-installaties wordt, i.t.t. de aardgas-gestookte ketels en kleine GT-installaties, verwacht dat het zowel vanuit het oogpunt van capaciteit en het aantal bedrijfsuren per jaar mogelijk moet zijn om biomassa technisch- en financieel-economisch te kunnen bijstoken. Bijstook van biomassa in een aardgas-STEg kan middels twee concepten worden gerealiseerd: 1) bijstook van biomassa-stookgas na separate vergassing en uitgebreide gasreiniging en 2) bijstook middels separate verbranding van biomassa met stoomzijdige integratie. Het laatstgenoemde concept biedt, i.t.t. bijstook in kolencentrales op het eerste gezicht niet veel voordelen t.o.v. een conventioneel "stand-alone" biomassaverbrandingssysteem met E-productie middels een stoomketel/-turbine en is derhalve in deze studie niet verder geanalyseerd. Het concept dat in deze studie is geanalyseerd, tezamen met de belangrijkste berekende concept-specifieke kengetallen, wordt weergegeven in onderstaande tabel. De data betreffen 5, 10 en 20% bijstook op energiebasis, d.m.v. separate vergassing van biomassa met LT-stookgas-reiniging, in een base-case aardgas-STEg (capaciteit: 335 MW<sub>e</sub>, netto elektrische efficiency: 55 %LHV, bedrijfstijd: 6000 uur/jaar).

*Concept/kengetallen mee-/bijstook biomassa in "base-case" aardgas-STEg.*

Bijstook biomassa middels separate vergassing met LT- stookgasreiniging	Netto elektrisch rendement biobrandstof [%LHV]			Specifieke additionele investeringskosten [Euro/kW <sub>e</sub> ]		
bijstook [% energiebasis]	5	10	20	5	10	20
kengetallen	44,5	44,5	44,5	1500	1340	1185

*Milieutechnisch mee-/bijstookpotentieel*

Vanwege de beschikbaarheid van noodzakelijke data is voor dit onderdeel van de studie uitsluitend mee-/bijstook van biomassa in steenkoolverbrandingscentrales gedetailleerd beschouwd. Mee-/bijstook van biomassa in steenkool-gestookte verbrandingscentrales vindt, zowel in Nederland als in Europa, reeds op bescheiden schaal plaats.

Uit o.a. deze ervaringen en de ECN- kennis m.b.t. thermische conversie van (bio)brandstoffen, zijn een (groot) aantal technische limiteringen v.w.b. mee-/bijstook van biomassa geïdentificeerd. De meeste technische knelpunten zijn de laatste jaren in de praktijk opgelost. De hogere concentratie onverbrand koolstof in het bodem- en vlieggas kan soms nog een probleem vormen. Voor andere technische knelpunten, zoals: boiler reinigingssystemen, ww-aantastingen en NO<sub>x</sub>-reductie, blijkt nog niet altijd de juiste oplossing gevonden te zijn. De belangrijkste technische knelpunten die nog aandacht behoeven zijn echter wrijving, HT-corrosie en potentiële “slagging/fouling” problemen. Bijstook van biomassa i.p.v. directe meestook, of het formuleren van gespecificeerde brandstofmengsels voor meestook, blijkt een hoop van de potentiële technische knelpunten weg te nemen.

Om een indruk van de milieutechnische limiteringen te krijgen zijn voor een nadere analyse van hun milieu-technisch mee- en bijstookpotentieel een 15-tal schone en niet-schone biobrandstoffen geselecteerd. Daar de verdeling van de biomassacomponenten centrale specifiek is, en in de analyse een algemene overall verdeling is gehanteerd, hebben de resultaten slechts een indicatief karakter. V.w.b. de *luchtemissies* geldt dat voor de onderzochte schone biobrandstoffen geen overschrijding van de EU-luchtemissienormen is te verwachten. V.w.b. de onderzochte niet-schone biobrandstoffen geldt dat voor allen overschrijding van één of meerdere EU-emissienormen zal plaatsvinden. Deze biobrandstoffen kunnen dus alleen als mengbrandstof met een “schone brandstof” worden mee-/bijgestookt en het liefst in een bijstookconcept waarin tussentijds een additionele “voorreiniging” van de biobrandstof plaatsvindt. V.w.b. de *beïnvloeding van de kwaliteit van de vaste reststromen* geldt dat voor de beschouwde schone biobrandstoffen geen van de in de emissieberekening beschouwde componenten resulteert in een zorgwekkende belasting van één der deelstromen bodemas, vlieggas of gips, in relatie tot de utilisatie hiervan. Voor enkele specifieke niet-schone biobrandstoffen geldt dat een relatief hoge belasting van bodem- en vlieggas met zware metalen plaatsvindt. In hoeverre dit de commerciële afzet van deze vaste reststromen beïnvloedt is op grond van deze studie niet kwantitatief weer te geven. Tevens zouden hogere rookgasconcentraties aan As, Hg, HF en HCl kunnen optreden, wat potentieel negatieve consequenties zou kunnen hebben op de kwaliteit van het geproduceerde rookgas-ontzwevelingsgips. Hoge rookgasconcentraties aan smeltpuntverlagende componenten (Ca, Mg) kunnen verder resulteren in een sterkere versmelting van asdeeltjes t.o.v. alleen kolenbedrijf. Dit kan resulteren in een verschuiving van de gemiddelde deeltjesgrootteverdeling van het vliegasmengsel naar een groter deeltjesspectrum. Dit is ongunstig vanuit het perspectief van verwerking in cement of beton. Op grond van de uitgevoerde berekeningen kan vooralsnog geen uitspraak worden gedaan over de commerciële afzetbaarheid van de geproduceerde vaste reststromen bij mee-/bijstook van biomassa in poederkool(verbrandings)centrales. Hiervoor is de uitvoering van een experimenteel programma noodzakelijk.

#### *Financieel-economisch mee-/bijstookpotentieel*

Op grond van de berekende kengetallen voor de diverse mee-/bijstookconcepten en een aantal voor Nederland specifieke financiële input-data is het financieel-economische mee-/bijstookpotentieel voor biomassa in steenkool-gestookte centrales en aardgas-STEG's nader geanalyseerd. Hiertoe is het verband onderzocht tussen een tweetal variabelen, n.l. de prijs van de biomassa [Euro/GJ<sub>th</sub>] en de additionele elektriciteitsprijs [Euroct/kWh<sub>c</sub>], om een financieel rendement van 15% op het eigen vermogen na belasting te behalen.

Uit de analyse kan voor mee-/bijstook in steenkool-gestookte verbrandingscentrales het volgende algemene beeld worden afgeleid:

- ❖ Directe meestook is in alle gevallen financieel-economisch het aantrekkelijkste concept. Daar hier de biomassa uitsluitend via reeds in de centrale beschikbare apparatuur wordt toegevoerd en geconverteerd, is dit concept uitsluitend geschikt voor de verwerking van een klein percentage relatief dure schone biobrandstoffen.

- ❖ Indirecte meestook (met lage B&O-kosten) vormt uit financieel-economisch oogpunt ook een interessant alternatief. Middels dit concept kunnen schone relatief dure biobrandstoffen middels enige additionele biomassa-specifieke voorbehandeling (drogen, verkleinen) aan de centrale worden gevoed en worden verwerkt. Een alternatief dat potentieel minder technische problemen met zich meebrengt, en min of meer hetzelfde financiële rendement oplevert, is separate vergassing zonder stookgasreiniging.
- ❖ Voor de verwerking van relatief schone biobrandstoffen vormt bijstook middels separate HTU financieel-economisch gezien het minst aantrekkelijke alternatief. Dit concept kan echter een interessant alternatief zijn voor de verwerking van (zeer) natte biobrandstoffen met een negatieve waarde.
- ❖ Voor de verwerking van niet-schone biobrandstoffen vormt bijstook middels separate verbranding met stoomzijdige integratie financieel-economisch gezien het beste alternatief, gevolgd door bijstook middels separate vergassing met LT-stookgasreiniging.
- ❖ Indien biobrandstoffen te verontreinigd zijn om middels separate verbranding met stoomzijdige integratie of separate vergassing met stookgasreiniging te kunnen worden bijgestookt, is een alternatief deze brandstoffen te mengen met relatief schone biobrandstoffen, in een zodanige verhouding dat aan zowel de emissie-eisen als aan de eisen m.b.t. de kwaliteit van de vaste reststromen wordt voldaan.
- ❖ Bijstook van schone biomassa middels langzame of snelle pyrolyse vormt financieel-economisch gezien geen aantrekkelijke optie, daar er aantrekkelijker concepten (m.n. indirecte meestook en vergassing zonder stookgasreiniging) voorhanden zijn voor hetzelfde toepassingssegment. Ook voor bijstook van niet-schone biobrandstoffen zijn tot op zekere hoogte betere alternatieven beschikbaar. Voor de verwerking van specifieke afvalstromen (shredderafval, bitumineus afval, verpakkingsmaterialen) vormt pyrolyse potentieel wel een interessant alternatief, zeker indien het concept kan worden gecombineerd met de terugwinning van bepaalde specifieke waardevolle grondstoffen.

Voor mee-/bijstook in de steenkool-gestookte vergassingscentrale is min of meer hetzelfde beeld van toepassing. De belangrijkste, maar relatief zeer kleine, veranderingen zijn:

- ❖ In vergelijking met toepassing bij de poederkoolverbrandingscentrale zijn alle mee-/bijstookconcepten bij vergassing, m.u.v. de meestookoptie, financieel-economisch relatief minder aantrekkelijk.
- ❖ Ten opzichte van meestook in de poederkoolverbrandingscentrale wordt meestoken in de vergassingscentrale iets aantrekkelijker bij hogere biomassaprijzen ( $> 1,5\text{-}2 \text{ Euro/GJ}_{\text{th}}$ ).

Voor bijstook in aardgas-gestookte STEG's geldt dat bij de gehanteerde uitgangspunten, bij de huidige te verkrijgen elektriciteitsprijs, een "gate-fee" van 2-3 Euro/GJ<sub>th</sub> voor het verwerken van biobrandstoffen noodzakelijk is. Dit wordt voornamelijk veroorzaakt door de noodzakelijk geachte voorgeschakelde biomassaconversietechnologie, die een aanzienlijke additionele investering vereist en leidt tot een behoorlijke reductie van het elektrische STEG-rendement voor conversie van het biomassa-deel van de totale STEG brandstof. In 2001, wanneer een extra REB-terugsluizing van 1,75 Euroct/kW<sub>e</sub> wordt verkregen, blijkt bijstook van biomassa middels separate vergassing met een uitgebreide stookgasreiniging, zeker bij hogere bijstookpercentages, financieel-economisch uit te kunnen.

Voor de verwerking van een min of meer gelijke hoeveelheid biomassa (ca. 150 MW<sub>th</sub>) middels min of meer hetzelfde voorgeschakelde biomassaconversieconcept (vergassing met LT-stookgasreiniging) blijkt dat, bij dezelfde gehanteerde uitgangspunten en een elektriciteitsvergoeding anno 2000, conversie middels bijstook in een kolencentrale financieel-economisch aantrekkelijker is dan bijstook in een aardgas-STEg. Dit verschil verdwijnt bij hogere elektriciteitsvergoedingen en slaat om in een voordeel voor bijstook in een aardgas-STEg bij een additionele e-vergoeding van ca. 3 Euroct/kWh<sub>e</sub>.

### *Kosten(effectiviteit) CO<sub>2</sub>-reductie*

De kosten per ton vermeden CO<sub>2</sub>-emissie variëren bij mee-/bijstook in kolencentrales, afhankelijk van het mee-/bijstook concept/percentage, tussen de 5-55 Euro/ton CO<sub>2</sub>. Die voor bijstook in een aardgas-STEG variëren, afhankelijk van het bijstookpercentage, van 75-90 Euro/ton CO<sub>2</sub>. Deze kosten zijn t.o.v. alternatieve CO<sub>2</sub>-reductietechnologieën concurrerend. Daar de uitgangspunten en gebruikte berekeningsmethodiek verschillen kan aan deze vergelijking verder geen eenduidige conclusie worden verbonden. De berekende kosten-effectiviteit van de CO<sub>2</sub>-reductie voor de verschillende mee-/bijstookconcepten komt qua ordegrrootte overeen met die zoals gerapporteerd voor (deels) gerealiseerde biomassa-conversieprojecten. Op grond van deze kosteneffectiviteit geniet meestook, zoals te verwachten, de voorkeur boven de bijstook-concepten en “stand-alone” biomassaconversie.

### ***Totaal mee-/bijstookpotentieel van biomassa in Nederland***

De DE-doelstelling m.b.t. mee-/bijstook in E-centrales behelst dat in 2020 20 PJ<sub>th</sub> van de fossiele brandstofinzet dient te zijn gesubstitueerd door biomassa. Indien tevens het “gat” dat in de DE-doelstelling is gevallen (herdefiniëring definitie duurzaam, waardoor een deel van de inzet van afval en energie-opwekking m.b.v. industriële warmtepompen niet meer als duurzaam wordt erkend) middels mee-/bijstook van biomassa moet worden opgevuld, bedraagt de totaal gewenste mee-/bijstookcapaciteit ca. 48 PJ<sub>th, v.f.b.</sub> in 2020. Om aan het Klimaatbeleid te voldoen, dienen de steenkool-gestookte centrales, zoals vastgelegd in het concept convenant, hun CO<sub>2</sub>-emissies in 2010 met totaal 6 Mt te reduceren. Minimaal de helft hiervan dient te worden gerealiseerd middels mee-/bijstook van biomassa. De andere helft dient te worden gerealiseerd d.m.v. o.a. brandstofsubstitutie en efficiency-verbetering.

Het totaal opgesteld steenkoolvermogen bedraagt thans ca. 4170 MW<sub>e</sub> (3916 MW<sub>e</sub> verbrandingsinstallaties en één 253 MW<sub>e</sub> vergassingsinstallatie). Afhankelijk van het aantal bedrijfsuren per jaar bedraagt de steenkoolconsumptie en de jaarlijkse CO<sub>2</sub>-emissie (aannamen: overall gemiddeld netto elektrisch rendement verbrandingscentrales: 40 %LHV, vergassingscentrale: 43 %LHV, specifieke CO<sub>2</sub>-emissie steenkool: 94 kg/GJ<sub>th</sub>):

bedrijfsuren/jaar	steenkool-consumptie verbrandingscentrales [PJ <sub>th</sub> /jaar]	steenkool-consumptie vergassingscentrale [PJ <sub>th</sub> /jaar]	totale steenkool-consumptie [PJ <sub>th</sub> /jaar]	totale CO <sub>2</sub> -emissie [Mt/jaar]
6000	212	13	225	21,2
8000	282	17	299	28,1
8760	309	19	328	30,8

Bij een bedrijfstijd van 6000 uur/jaar is de oorspronkelijke mee-/bijstook DE-doelstelling (20 PJ<sub>th</sub> in 2020) te realiseren door 10 % steenkoolsubstitutie in de thans beschikbare E-centrales. Om de “uitgebreide doelstelling” (48 PJ<sub>th</sub>) te halen dient het mee-/bijstookpercentage te worden verhoogd tot iets boven de 20% op energiebasis (dit percentage is lager bij een hogere bedrijfstijd). De Klimaatdoelstelling (3 Mt CO<sub>2</sub>-reductie middels mee-/bijstook in 2010), zoals vastgelegd in het concept-convenant, wordt bij een gemiddelde bedrijfstijd van 6000 uur/jaar gerealiseerd bij ruim 10% steenkoolsubstitutie.

Indien 30-40% steenkool kan worden gesubstitueerd, wordt hiermee de steenkool-inzet bij 6000 uur/jaar gereduceerd met ca. 67,5-90 PJ<sub>th</sub>/jaar en de totale CO<sub>2</sub>-emissie met 6,4-8,5 Mt/jaar. Dan kan (een groot deel van) de totale DE-doelstelling voor de inzet van biomassa (75 PJ<sub>th, v.f.b.</sub>, exclusief opvulling “gat”) worden gerealiseerd; terwijl tevens aan de totale Klimaatdoelstelling (6 Mt CO<sub>2</sub>-emissie reductie/jaar), zoals vastgelegd in het concept-convenant, zonder aanvullende maatregelen (brandstof switch, efficiency verbetering), kan worden voldaan.

In Nederland is een groot energetisch potentieel aardgas-gestookte installaties in bedrijf. Deze installaties bestaan uit aardgas-gestookte ketels en gasturbine installaties (en Combi-installaties). Het totale potentieel aan aardgas-gestookte ketels bedraagt ruim 4600 MW<sub>th</sub>. Het grootste deel van deze ketels wordt gebruikt voor de levering van proceswarmte. Indien kleine ketels (< 7,5 MW<sub>th</sub>) om economische redenen buiten beschouwing blijven, bedraagt het theoretisch ketelvermogen voor bijstook van biomassa ruim 3000 MW<sub>th</sub>. Indien wordt aangenomen dat slechts ca. 25% van de ketels ook daadwerkelijk in aanmerking komt voor bijstookdoeleinden (geschiktheid locatie, aantal bedrijfsuren per jaar) dan bedraagt het praktisch biomassa bijstook-potentieel ca. 760 MW<sub>th</sub> [HoSt].

Het totale potentieel aan aardgas-gestookte GT-installaties bedraagt in Nederland meer dan 6000 MW<sub>e</sub>. Indien alleen gasturbines worden beschouwd met een leeftijd van ten hoogste 10 jaar, een redelijke jaarlijkse bedrijfstijd en het bijstookpercentage bij gasturbines voorzien van een “dry low-NO<sub>x</sub>” verbrandingskamer wordt beperkt tot 10% op energiebasis, wordt het biomassa bijstookpotentieel sterk beperkt. Het exacte potentieel is moeilijk te specificeren, echter indien dit wordt beperkt tot de 13 grootste STEG-eenheden in Nederland, bedraagt dit ruim 2700 MW<sub>e</sub> [HoSt]. Dit correspondeert voor 10% bijstook op energiebasis in een totaal theoretisch vergasservermogen van ca. 825 MW<sub>th</sub> (en een praktisch potentieel van ca. de helft) [HoSt].

### ***Indicatie benodigde cumulatieve investeringen***

Voor de bepaling van de cumulatieve investeringen wordt als uitgangspunt gehanteerd dat in 2020 47,5 PJ<sub>th, v.f.b.</sub> (20 + (55/2) per jaar, oftewel ca. 880 MW<sub>e</sub> (6000 uur/jaar en een conversierendement van 40 %LHV), dient te worden gerealiseerd middels mee-/bijstook van biomassa in kolencentrales. Hiertoe dient een bruto elektrische biomassacapaciteit van ruim 1000 MW<sub>e</sub> (880/(0,35/0,40)) te worden geïnstalleerd. De specifieke investeringskosten voor mee-/bijstook van biomassa in kolenverbrandings-centrales variëren afhankelijk van het mee-/bijstookconcept tussen de 30 (40% meestook direct) en de 1375 (10% bijstook middels separate vergassing met gasreiniging) Euro/kW<sub>e</sub>. Voor een te installeren mee-/bijstookcapaciteit van 1000 MW<sub>e</sub> zullen de benodigde cumulatieve investeringskosten liggen in een range van 30 – 1375 MEuro. Voor een te installeren mee-/bijstookcapaciteit bij kolenverbrandingscentrales van 475 MW<sub>e</sub> (concept-convenant productiebedrijven-overheid voor 2010) liggen de benodigde cumulatieve investeringskosten in een range van 15 – 650 MEuro. Daar slechts een klein percentage van de (bio)brandstoffen direct kan worden meegestookt, zullen de totaal benodigde cumulatieve investeringskosten zich naar alle waarschijnlijkheid in het bovenste deel van de range bevinden. Gedeeltelijke vervanging van dit mee-/bijstookpotentieel door mee-/bijstook van biomassa in de kolenvergassingscentrale en/of bijstook in aardgas-STEG's zal vanwege de hogere specifieke investeringskosten de cumulatief benodigde investering verhogen.

### ***Aanbevelingen***

- ❖ Om meer duidelijkheid te kunnen verschaffen over het daadwerkelijke praktische milieu-technische en financieel-economische mee-/bijstookpotentieel van biomassa- en afvalstromen in Nederlandse steenkool-gestookte centrales en aardgas-gestookte installaties dient centrale/installatie-specifiek een analyse te worden uitgevoerd. In deze analyses dienen i.p.v. algemene uitgangspunten betreffende o.a.: het conversierendement, de jaarlijkse bedrijfstijd, de capaciteit van de centrale/installatie en de verdeling van de biomassa-/steenkoolcomponenten over de verschillende processtromen (vliegias, bodemas, rookgas, gips en afvalwater), centrale/installatie-specifieke data te worden gebruikt. Dit houdt in dat voor de uitvoering van deze analyses de inbreng van (vertrouwelijke) data door de eigenaar/bedrijver van de beschouwde centrale/installatie onontbeerlijk is. Uitvoering van de analyse door een onderzoeksinstantie tezamen met de eigenaar/bedrijver van een centrale/installatie zal voor alle betrokken partijen, inclusief de subsidieverlenende instantie, het beste resultaat opleveren. Of de E-bedrijven tot zo'n gemeenschappelijke analyse bereid zijn valt ten zeerste te betwijfelen.

- ❖ Met het gereedkomen van de “Marsroutes-studie” is thans voldoende inzicht in de huidige- en toekomstige beschikbaarheid van biomassa en afval voor de Nederlandse energievoorziening. De daadwerkelijke contracteerbaarheid, m.n. de prijstelling, is echter nog steeds een onduidelijk punt. Daar deze informatie essentieel is om te kunnen bepalen of een bepaald conversietechnologie financieel-economisch haalbaar is, verdient het de aanbeveling hier additionele aandacht aan te besteden.
- ❖ Daar het conversiegedrag, inclusief het gevaar van “slagging/fouling” en (HT)corrosie, van het grootste deel van de variëteit aan biomassa-/afvalstromen, onder specifieke steenkoolverbrandingscondities, niet/onvoldoende bekend is, is het aan te bevelen hier een uitgebreid experimenteel programma voor te realiseren. Daar tevens de commerciële toepasbaarheid van geproduceerde vaste reststromen een onduidelijk punt vormt, verdient het de aanbeveling in dit experimentele programma de geproduceerde vaste reststromen nader te karakteriseren. Op deze wijze wordt voorkomen dat de productiebedrijven (en indirect de betrokken overheid en de Nederlandse samenleving) bij mee-/bijstook van biomassa/afval in steenkool-gestookte E-centrales op termijn voor onaangename verrassingen komen te staan.
- ❖ Een concept dat, vanwege de status van de technologie en op grond van benodigde additionele investeringskosten, m.n. voor bijstook van niet-schone biomassa in steenkool-gestookte E-centrales interessant zou kunnen zijn, is separate verbranding met stoomzijdige integratie. Het verdient de aanbeveling nader te onderzoeken wat het maximale bijstookpercentage is, dat middels deze technologie in de verschillende specifieke E-centrales kan worden gerealiseerd. Tevens dient nader te worden onderzocht wat het perspectief van deze technologie is voor bijstook van biomassa/afval in aardgas-STEG's.
- ❖ Bijstook van biomassa/afval in aardgas-gestookte STEG's middels een voorgeschakelde vergasser kan mogelijk financieel-economisch aantrekkelijker worden uitgevoerd door de thans in deze studie beschouwde Lurgi/TPS-technologie (atmosferische CFB-vergassing met LT-stookgasreiniging en stookgascompressie) te vervangen door bijvoorbeeld de Carbona-technologie (druk-bedreven vergassing met HT-stookgasreiniging). Deze technologie heeft, zeker indien verregaande integratie met de bestaande aardgas-STEG kan worden gerealiseerd, de potentie de biomassa-brandstof met een hoger netto rendement, tegen relatief geringe meerkosten, in elektriciteit te converteren [49]. Of met deze technologie echter, voor de verwerking van een variëteit aan biobrandstoffen, een afdoende stookgasreiniging kan worden bewerkstelligd, zodat aan de “hardware-eisen” van de STEG en de van toepassing zijnde luchtmissie-eisen kan worden voldaan is onduidelijk en behoeft nadere analyse.

# 1. INLEIDING

## *Achtergrond*

In dit nieuwe millennium staat de wereld aan het begin van een nieuwe technologische (r)evolutie, namelijk de overschakeling van een op voornamelijk fossiele brandstof gebaseerde energie-huishouding, naar een op zonne-energie (inclusief biomassa, wind en water) gebaseerde energie-huishouding. Enkele belangrijke peilers die dienen als fundament voor een overgangsscenario naar een toekomstig duurzaam energievoorzieningsysteem zijn: 1) efficiënt energiegebruik, 2) minimale inzet van “schone” op fossiele brandstof gebaseerde processen, met de nadruk op de inzet van aardgas en 3) optimale introductie en inzet van op hernieuwbare energiebronnen gebaseerde processen; terwijl de kwaliteit van leven en economische groei wordt gewaarborgd. Met name de negatieve milieu-effecten (o.a. versterkt broeikas effect en verzuring) die voor een groot deel worden toegeschreven aan de inzet van fossiele energiedragers, alsmede een verwacht aanbod-probleem van deze bronnen op termijn, mede veroorzaakt door een verwachte intensivering van het totale mondiale energie gebruik, heeft ertoe geleid dat in het Nederlandse en Europese energiebeleid de introductie van hernieuwbare energiebronnen een belangrijke plaats inneemt. Het beleid is erop gericht om het huidige aandeel van hernieuwbare bronnen aan de Nederlandse energievoorziening (ca. 1,1% (1998)\* vnl. afvalverbranding en windenergie [1]) te vergroten tot 10% (288 PJ<sub>th</sub>/jr) in 2020 [1,2].

Om het mondiale milieuprobleem “het versterkte broeikas effect”, met haar potentiële negatieve gevolgen, te bestrijden, heeft Nederland zich, tezamen met een zeer groot aantal andere landen, in het z.g. Kyoto-protocol verplicht de emissie van broeikasgassen te beperken. Nederland wil, zoals geformuleerd in het eerste deel van de Uitvoeringsnota Klimaatbeleid (juni 1999) [3], een significant deel (6 Mt CO<sub>2</sub>-equivalenten) van de nationale doelstelling voor 2010 (25 Mt CO<sub>2</sub>-equivalenten) realiseren door emissiereductie bij steenkool-gestookte elektriciteitscentrales. Een dergelijke reductie kan worden gerealiseerd door rendementsverbeteringen in combinatie met het deels vervangen van steenkool door hernieuwbare energiebronnen, zoals biomassa.

Voor de korte-termijn kan substitutie van steenkool door biomassa (en afval) resulteren in een aanzienlijke reductie van de antropogene CO<sub>2</sub>-emissie in de elektriciteitsproductiesector; terwijl voor de langere-termijn aardgassubstitutie kan resulteren in een additionele CO<sub>2</sub>-emissiereductie. Toepassing van biomassa (en afval) in bestaande elektriciteitscentrales vormt tevens vanuit technisch- en financieel-economisch oogpunt vooralsnog het beste alternatief om biomassa (en afval) aan te wenden in de elektriciteitsproductiesector.

## *Probleemstelling*

Ondanks het feit dat algemeen wordt onderkend dat aanwending van biomassa/afval in conventionele elektriciteitscentrales een belangrijke bijdrage kan leveren om aan gestelde (duurzame) energie- en milieubeleidsdoelstellingen van de Nederlandse overheid te voldoen, is vooralsnog onduidelijk welke mee-/bijstookopties\*\* milieutechnisch- en financieel economisch het aantrekkelijkst zijn. Hierbij spelen de volgende twee factoren een belangrijke rol: 1) de beschikbaarheid, contracteerbaarheid en classificatie van biomassa/afval voor energiedoeleinden en 2) de toepasbare mee-/bijstook concepten, in relatie tot de geclassificeerde biomassa-/afvalstromen.

---

\* Het 1998 aandeel van hernieuwbare bronnen aan de Nederlandse energievoorziening bedraagt conform de methode “Protocol Monitoring Duurzame Energie” 34 PJ<sub>th</sub> vemeden fossiele brandstofinzet, oftewel ruim 1,1% van het binnenlandse energiegebruik (3024 PJ<sub>th</sub>). In dit Protocol wordt energieproductie uit de kunststoffractie van het huishoudelijk afval en m.b.v. industriële warmtepompen niet als hernieuwbare energie erkend. Indien deze energieproductie wel als hernieuwbaar wordt beschouwd, zoals werd aangenomen in de Derde Energieneota uit 1996 [4], zou het aandeel van hernieuwbare bronnen aan de energievoorziening in 1998 ruim 1,8% hebben bedraagt.

\*\* Onder meestook wordt verstaan de conversie van biomassa in conventionele steenkool-gestookte centrales, waarbij de biomassa geen voorafgaande thermische conversie ondergaat. Bij directe meestook wordt de biomassa direct aan de kolenmolens toegevoerd; terwijl bij indirecte meestook de biomassa separaat wordt verpoederd en m.b.v. speciale branders in de kolenketel wordt verbrand. Bij bijstook wordt de biomassa eerst separaat thermisch geconverteerd, waarna het product, al dan niet tezamen met de fossiele brandstof, in de ketel wordt verbrand.

### *Doelstelling*

Het doel van dit project is de bepaling van het milieutechnische- en financieel-economische potentieel voor mee-/bijstook van biomassa (en afval) in conventionele elektriciteitscentrales en bijstook van biomassa in aardgas-gestookte installaties in Nederland.

### *Methodologie*

Om de aan projectdoelstelling te voldoen, zijn de volgende activiteiten gedefinieerd:

1. Analyse van de beschikbaarheid, contracteerbaarheid en classificatie van biomassa- en afvalstromen voor energiedoeleinden in Nederland.
2. Analyse van toepasbare mee-/bijstookconcepten voor biomassa en afval in conventionele elektriciteitscentrales en aardgas-gestookte installaties. Hierbij worden middels de uitvoering van indicatieve integrale systeemevaluaties de belangrijkste kengetallen (het netto elektrisch conversierendement van het biomassa(afval)deel, de additionele investeringskosten en de additionele B&O-kosten) berekend.
3. Bepalen van de milieutechnische haalbaarheid van de diverse mee-/bijstookconcepten. Hierbij wordt o.a. de relatie gelegd tussen de geclassificeerde biomassa-/afvalstromen, de diverse concepten en 1) de van toepassing zijnde luchtmissie-eisen, 2) de kwaliteit van de geproduceerde vaste rest-/afvalstromen en 3) technische mee-/bijstookbeperkingen.
4. Bepalen van de financieel-economische haalbaarheid van de diverse mee-bijstookconcepten. Hierbij wordt het verband tussen een tweetal variabelen nader geanalyseerd, te weten: de prijs van de biomassa (het afval) in relatie tot de benodigde meerprijs per kWh<sub>e</sub> om een financieel rendement van 15% op het eigen vermogen na belasting te behalen. Tevens worden voor de verschillende opties de kosten per ton vermeden CO<sub>2</sub>-emissie en de kosteneffectiviteit van de CO<sub>2</sub>-reductie (overeenkomstig de methodiek van het CO<sub>2</sub>-reductieplan) berekend.
5. Bepalen van het totale potentieel voor mee-/bijstook van biomassa (en afval) in elektriciteitscentrales en aardgas-gestookte installaties in Nederland. Hierbij worden de resultaten van de activiteiten genoemd onder 1 t/m 4, die allen zijn geconcentreerd rond een aantal specifieke base-cases, geëxtrapolerd tot alle betrokken centrales/installaties in Nederland. Tevens zullen de mee-/bijstookconcepten, op grond van de berekende kosten per ton vermeden CO<sub>2</sub>-emissie, worden afgezet tegen alternatieve technieken voor de opwekking van hernieuwbare elektriciteit en conventionele systemen met CO<sub>2</sub>-afvangst.

### *Uitgangspunten/afbakening*

1) Voor de analyse van de beschikbaarheid, contracteerbaarheid en classificatie van biomassa- en afvalstromen voor energiedoeleinden in Nederland, wordt uitsluitend gebruik gemaakt van recent gepubliceerde data in de openbare literatuur en de Phyllis-database. 2) Als mee-/bijstookopties worden uitsluitend de volgende concepten beschouwd: directe/ indirecte meestook en bijstook middels: vergassing, pyrolyse, HTU en stoomzijdige integratie. Er wordt uitgegaan van een 600 MW<sub>e</sub> base-case kolenverbrandingscentrale, een 253 MW<sub>e</sub> base-case kolenvergassingscentrale (Buggenum) en een 335 MW<sub>e</sub> aardgas-STEG. Voor de kolencentrales worden per concept een tweetal alternatieven beschouwd, te weten: 10% en 40% mee-/bijstook (energiebasis). Voor de aardgas-gestookte installatie wordt uitgegaan van 5, 10 en 20% bijstook (energiebasis), uitgaande van een relatief nieuwe installatie gebaseerd op een gasturbine met "dry low-NO<sub>x</sub>" branders. 3) Voor de bepaling van de milieutechnische haalbaarheid wordt uitgegaan van de Europese luchtmissie-eisen. Vanwege het ontbreken van specifieke elementverdelingen in de kolencentrales, kan slechts indicatief iets worden gezegd over de beïnvloeding van de kwaliteit van de geproduceerde vaste reststromen. Vanwege het ontbreken van de benodigde kennis betreffende potentiële technische knelpunten, die het mee-/bijstookpercentage bij kolencentrales limiteren, is in dit project gekozen voor de range-benadering (10% -> 40% mee-/bijstook). Specifieke technische knelpunten ter limitering van het mee-/bijstookpotentieel zijn slechts indicatief medebeschouwd. 4) De specifieke technische knelpunten voor bijstook in aardgas-gestookte installaties zijn recent door HoSt geanalyseerd [5]. De belangrijkste resultaten van deze analyse zijn als uitgangspunt voor de studie weergegeven middels deze rapportage gebruikt.



## 2. CLASSIFICATIE EN CONTRACTEERBAARHEID BIOMASSA (EN AFVAL) VOOR MEE-/BIJSTOOKDOELEINDEN

### 2.1 Introductie

Eén van de belangrijkste factoren die het totale potentieel voor mee-/bijstook van biomassa (en afval) in conventionele elektriciteitscentrales en STEG-eenheden in Nederland bepaalt is de **beschikbaarheid/contracteerbaarheid** van de brandstoffen. In dit hoofdstuk wordt een overzicht gegeven van: het Nederlands potentieel aan organische reststromen beschikbaar/contracteerbaar voor energiedoeleinden, de mogelijkheden van energieteelt in Nederland en de optie om biomassa te importeren.

### 2.2 Organische reststromen

#### 2.2.1 Classificatie/certificering

Om enige duidelijkheid te verschaffen in de grote variëteit aan potentieel contracteerbare organische reststromen, met als uiteindelijk doel aanbieders van deze reststromen in contact te brengen met potentiële afnemers en visa-versa, is er in 1998 door TNO en KEMA i.o.v. Novem gestart met de opzet van een classificatiesysteem [6]. Dit classificatiesysteem, dat in de loop van 1999 verder is gemodificeerd a.h.v. de resultaten van een uitgevoerde praktijkproef [7], wordt in deze paragraaf gebruikt om een duidelijk overzicht te verschaffen van beschikbare en contracteerbare organische reststromen in Nederland.

Novem heeft in 1998 de Werkgroep Classificatie Biomassa opgericht [7]. Het doel van deze werkgroep was het formuleren van een methodiek voor het vaststellen van klassen van biomassabrandstoffen, om zodoende meer duidelijkheid te verschaffen betreffende de verschillende typen biomassa en de inzetbaarheid hiervan in energie producerende processen. TNO en KEMA hebben in 1998 een 1<sup>e</sup>-methodiek voor dit classificatiesysteem geformuleerd en vastgelegd in het “Werkdocument Classificatie Biomassa: opzet en eerste indeling” [6]. In 1999 is deze methodiek door TNO i.s.m. de Stichting Platform Bio-Energie (PBE) getest, middels uitvoering van een praktijkproef. Deze praktijkproef heeft, mede op verzoek van potentiële gebruikers (biomassaleveranciers, biomassa-afnemers), geresulteerd in een aantal modificaties van de 1<sup>e</sup>-methodiek [7]. Dit gemodificeerde classificatiesysteem ligt thans ter beoordeling bij de Werkgroep Classificatie Biomassa en de Normcommissie Vaste Biobrandstoffen.

Volgens het gemodificeerde classificatiesysteem wordt een biomassabrandstof op grond van een viertal hoofdcriteria gecodeerd [7]. Deze criteria zijn: 1) herkomst/typologie (groepsnr.), 2) het vochtgehalte [gew.% natte basis (n.b.)], 3) de stookwaarde [MJ/kg n.b.] en 4) de verschijningsvorm (morfologie + korrel-/stukgrootte; in woorden, afmetingen: d, l\*b\*h, l+b+h [cm]). Een aantal nevencriteria worden standaard in een bijlage opgenomen, te weten: 1) de chemische samenstelling (Cl, F, S, N, Cd, Hg, som BLA-metalen [mg/kg droge stof (d.s.)]), 2) het asgehalte [gew.% d.s.], 3) aanhangend zand [gew.% d.s.] en 4) de beschikbare hoeveelheid per jaar [ton, kton (a.r. of d.s.)]. Naar behoefte kunnen tevens de volgende nevencriteria worden opgenomen: het gehalte vluchtige bestanddelen [gew.% d.s.], het organische stof gehalte [gew.% d.s.], de O/C-H/C-verhouding, het specifieke rookgasvolume [Nm<sup>3</sup>/kg] (stoichiometrische verbranding), de molaire zuur/base-verhouding van de assen ( $\{CaO + Fe_2O_3 + MgO + K_2O + Na_2O\}/\{SiO_2 + Al_2O_3 + TiO_2\}$ ; neiging tot verslakking neemt toe naarmate de verhouding dichter bij 1 ligt), het gehalte aan alkalimetalen [mg/kg d.s.], de voedingswaarde (voor biochemische conversie), de hardheid/maalbaarheid, de doseerbaarheid, de toxiciteit, het PCB/PCP gehalte [mg/kg d.s.], aanwezige visuele verontreinigingen, het corrosierisico en gebruikte analysemethoden (voorkeur: Best Practice List Biomass/Ash [8]).

Een groot deel van de data (hoofd- en nevcriteria), die noodzakelijk zijn om een biobrandstof te kunnen classificeren, zijn te vinden in de ECN-database Phyllis [9].

In het gemodificeerde classificatiesysteem worden biomassabrandstoffen op grond van herkomst/typologie ingedeeld in een achttal hoofdgroepen, te weten: hout (code: 100), gras en stro (200), mest (300), slib (400), organische reststromen uit de voedings- en genotmiddelenindustrie (VGI, 500), GFT (600), overig (700) en samengestelde stromen (800). Per hoofdgroep vindt, indien noodzakelijk, een verdere onderverdeling naar subgroep plaats.

Door de (sub)groepsindeling (= classificatie) van biomassabrandstoffen wordt enige structuur gebracht binnen de grote variëteit aan organische materialen. Hierdoor kan bijvoorbeeld een eerste inzicht worden verkregen in de belangrijkste eigenschappen van desbetreffende materialen (zonder de noodzaak van kostbare analyse) en worden ingeschat of deze potentieel kunnen worden aangewend in energieconversieprocessen. Tevens kan worden ingeschat of een bepaalde specifieke biomassastroom als “schoon” of “niet schoon” moet worden geclassificeerd, wat in de nabije toekomst zal bepalen aan welke luchtmissie-eisen zal moeten worden voldaan bij thermische conversie. Tevens wordt de mogelijkheid tot een meer uniforme vergunningverlening geboden.

Het classificatiesysteem zou een aanzet kunnen zijn voor een toekomstig biomassacertificeringssysteem. Certificering wordt noodzakelijk indien er in de (nabije) toekomst op grote schaal in biomassa gaat worden gehandeld. Hierbij kunnen twee vormen worden onderscheiden, namelijk [7]: 1) procescertificering: certificering van het biomassa voortbrengende proces (m.n. voor “schone” biomassa) en 2) productspecificering: vastlegging eigenschappen biomassa met het oog op een bepaalde toepassing (m.n. voor “niet schone” biomassa).

### 2.2.2 Beschikbaarheid/contracteerbaarheid

Om aan de gestelde DE-beleidsdoelstellingen te voldoen dient een deel van de fossiele brandstoffen inzet in de energievoorziening te worden vervangen door biomassa (organische reststromen, energieteelt en import). Dit z.g. vervangingspotentieel bedraagt 24 PJ<sub>th</sub> in 2000, 45 PJ<sub>th</sub> in 2007 en 75 PJ<sub>th</sub> in 2020 [2]. Voor mee-/bijstook van biomassa in conventionele fossiele brandstoffen gestookte elektriciteitscentrales zijn vervangingsbijdragen voorzien van: 3 PJ<sub>th</sub> in 2000, 18 PJ<sub>th</sub> in 2007 en 20 PJ<sub>th</sub> in 2020 [10]. Dit komt overeen met respectievelijk 12,5%, 40% en 27% van het totale vervangingspotentieel in 2000, 2007 en 2020. Uit deze data is op te maken dat met name voor de korte-termijn veel wordt verwacht van de mee-/bijstookopties.

Voor de vervanging van 20 PJ<sub>th</sub> fossiele brandstoffen is inzet van ca. 27 PJ<sub>th</sub> aan biomassa noodzakelijk, indien het verschil in gemiddelde conversierendementen wordt verdisconteerd (aannamen: rendement fossiele brandstofconversie 40%, rendement biomassaconversie 30%). Dit komt overeen met een noodzakelijke biomassa-inzet van ca. 1,5 Mt d.s. (aanne: 18 MJ/kg d.s.) [11].

In het “Protocol Monitoring Duurzame Energie” wordt de kunststoffractie van het huishoudelijk afval (ca. 22,5 PJ<sub>th</sub>), alsmede energievoorziening m.b.v. industriële warmtepompen (ca. 33 PJ<sub>th</sub>) voor de opwaardering van fossiel opgewekte restwarmte, niet meer als duurzame energie gekwalificeerd. Dit houdt in dat ca. 20% (55,5/288) van de DE-doelstelling voor 2020 middels de inzet van andere DE-bronnen zal moeten worden gerealiseerd. Om de oorspronkelijke doelstelling voor DE-productie uit (huishoudelijk) afval (45 PJ<sub>th</sub>) ook na de nieuwe kwalificatie te kunnen benaderen dient de totale inzet van (huishoudelijk) afval voor de energievoorziening te worden vergroot. Dit houdt in dat stort van afvalstromen, vaak met een aanzienlijke calorische inhoud, dient te worden geminimaliseerd. Om de oorspronkelijke doelstelling voor DE-productie uit warmtepompen (65 PJ<sub>th</sub>) te kunnen benaderen dient het warmtepomp gebruik in de utiliteit en de huishoudens (opwaardering van omgevingswarmte) te worden gemaximaliseerd.

De verwachting is dat genoemd probleem - het "gat" in de 2020 DE-doelstelling van 55,5 PJ<sub>th</sub> - t.g.v. de "nieuwe" DE-kwalificatie, slechts gedeeltelijk kan worden opgelost door maximalisatie van de inzet van (huishoudelijk) afval voor energieproductie en van de inzet van warmtepompen in de utiliteit en de huishoudens. Indien we aannemen dat 50% van het "gat" kan worden gevuld middels genoemde maatregelen, dan resteert er nog een resterend "gat" in de 2020 DE-doelstelling van ca. 28 PJ<sub>th</sub> vermeden fossiele brandstofinzet.

Gezien het ontwikkelingsperspectief en de toepasbaarheid van DE-bronnen in de Nederlandse situatie, zal het resterende "gat" worden gecompenseerd, door de inzet van biomassa in de toekomstige energievoorziening te vergroten.

Er dient derhalve rekening te worden gehouden met een additioneel benodigde biomassa-inzet van ca. 28 PJ<sub>th</sub> vermeden fossiele brandstof-inzet, oftewel ca. 37 PJ<sub>th</sub> biomassa-inzet (ca. 2,1 Mt d.s.). **Indien we aannemen dat deze additioneel benodigde biomassa-inzet geheel wordt gerealiseerd middels mee-/bijstook in elektriciteitscentrales en STEG-eenheden, dan bedraagt de totale potentieel benodigde biomassa-inzet in 2020 ca. 64 PJ<sub>th</sub>, oftewel ca. 3,6 Mt d.s..**

Over de beschikbaarheid/contracteerbaarheid van biomassa voor de Nederlandse energievoorziening bestaat vooralsnog grote onduidelijkheid. ECN heeft enkele jaren geleden een analyse uitgevoerd naar de zeer grote variëteit aan organische reststromen die vrijkomen in de voedings- en genotmiddelenindustrie (VGI) [12]. Novem heeft recent getracht de volledige omvang van de beschikbaarheid/contracteerbaarheid van organische reststromen voor de Nederlandse energievoorziening nader in kaart te laten brengen door een tweetal studies te laten uitvoeren, te weten: 1) BIO-MASSTERCLASS: een overzicht van stromen en een aanzet tot prijsindexering, CEA, september 1999 [13] en 2) Beschikbaarheid van Afval en Biomassa voor Energieopwekking in Nederland, TNO-MEP, december 1999 [11].

#### 2.2.2.1 ECN-studie: beschikbaarheid/contracteerbaarheid organische reststromen VGI

In deze studie uit 1997 [12] worden de volgende organische reststromen onderscheiden: 1) afvalwater (< 1 gew.% d.s), 2) slib van afvalwaterzuivering (1 < gew.% d.s. < 10), 3) natte reststromen (10 < gew.% d.s. < 80) en 4) droge reststromen (> 80 gew.% d.s.). De totale hoeveelheid afvalwater en slib die in de VGI vrijkomt bedraagt naar schatting 89 Mm<sup>3</sup> en 730 kt n.b. per jaar. De hoeveelheid natte respectievelijk droge reststromen 3.500 en 4.900 kt n.b. per jaar, oftewel ca. 13 PJ<sub>th</sub> en 70 PJ<sub>th</sub> per jaar.

Enkele voorbeelden van het jaarlijkse binnenlandse productievolume van potentieel interessante deelstromen zijn: schroot van de oliën-/vettenproductie (ca. 3860 kt n.b., 55 PJ<sub>th</sub>), afval uit de meelindustrie (ca. 300 kt n.b., 4,5 PJ<sub>th</sub>), pulp en melasse uit de suikerbereiding (ca. 665 kt n.b., 10 PJ<sub>th</sub>) en afval uit de cacao-industrie (65 kt n.b., 1 PJ<sub>th</sub>). Het overgrote deel van deze reststromen wordt thans voor een redelijke vergoeding afgezet als veevoer, als meststof in de landbouw, of als grondstof in de industrie. De beschikbaarheid/contracteerbaarheid van deze stromen voor energiedoeleinden *middels thermische conversiesystemen* wordt derhalve relatief laag ingeschat op slechts ca. 3 PJ<sub>th</sub>/jaar. Dit mogelijk energetisch beschikbare/contracteerbare potentieel bestaat uit o.a. de volgende organische reststromen: bakrestanten uit de meelverwerkende industrie, deelstromen uit de pulp- en suikerverwerkende industrie, cacao-afval, tabaksafval en afval uit koffiebranderijen. Het totaal beschikbare/contracteerbare energetische potentieel uit de VGI ligt echter hoger indien tevens natte stromen geschikt voor *biochemische conversiesystemen* (vergisting) mede worden beschouwd.

#### 2.2.2.2 CEA-studie: BIO-MASTERCLASS

Het bureau voor Communicatie en Advies over Energie & Milieu B.V. (CEA) heeft in 1999 de beschikbaarheid en contracteerbaarheid van biomassastromen geïnventariseerd middels een uitgebreid literatuuronderzoek.

Een probleem dat door CEA werd geïdentificeerd is dat de literatuurgegevens moeilijk overeenkwamen met het gemodificeerde biomassa classificatie-systeem, zoals weergegeven in paragraaf 2.2.1. Er wordt in de studie onderscheid gemaakt tussen: 1) de totale beschikbaarheid van biomassa in Nederland in 1998, 2) de korte-termijn (KT) beschikbaarheid (= dat deel van de totale beschikbaarheid die in 1998 niet benut werd) en 3) de contracteerbaarheid voor energiedoelinden (= dat deel waarop geen andere dan energie-aanspraken konden worden gedaan).

Een overzicht van de totaal beschikbare biomassastromen in Nederland, de KT-beschikbaarheid en de contracteerbaarheid voor energiedoelinden wordt, op zowel massa- [kt d.s./jaar] en energiebasis [ $PJ_{th}$ /jaar], geclassificeerd weergegeven in de tabel opgenomen in bijlage 1.. In deze tabel wordt, indien beschikbaar, tevens een indicatie gegeven van de prijzen van de stromen op plaats van herkomst (negatieve waarde: aanbieder betaalt voor afvoer biomassastroom). Volgens deze studie bedraagt het totale productievolume biomassastromen in Nederland in 1998 23,1 Mt d.s./jaar (313  $PJ_{th}$ /jaar), de omvang van op korte-termijn beschikbare biomassa 3,6 Mt d.s./jaar (63  $PJ_{th}$ /jaar) en de omvang van contracteerbare biomassastromen voor energiedoelinden 1,9 Mt d.s./jaar (34  $PJ_{th}$ ). Qua totaal beschikbaar productievolume zijn organische reststromen uit de VGI en mest de meest interessante stromen om te benutten. Daar deze stromen reeds voor een groot deel in de industrie en de landbouw worden benut wordt, overeenkomstig de ECN-studie v.w.b. de reststromen uit de VGI, de te contracteren fractie voor energiedoelinden van deze stromen gering ingeschat. Een veranderend overheidsbeleid kan hierop echter van grote invloed zijn. Voor de korte-termijn is de contracteerbaarheid van hout voor energiedoelinden het meest perspectiefvol, gevolgd door: slib, gras en stro.

### 2.2.2.3 ABC-studie TNO et al.: beschikbaarheid afval/biomassa voor e-productie in Nederland

In deze studie [11] is o.a. gekeken naar de huidige (1999) inzet en de potentieel toekomstige (2020) inzet van biomassastromen in de Nederlandse energievoorziening. Hierbij zijn zowel de binnenlandse stromen (landbouwgewassen die voor energie-opwekking worden geteeld, biomassa bijproducten uit de land- en bosbouw, biomassa afval-/reststromen van productieprocessen en niet-biomassa afvalstromen) als de mogelijkheden voor import uit de EU en de rest van de wereld beschouwd.

Een overzicht van: 1) de totale biomassa “productie” in Nederland, 2) de inzet van biomassastromen in de energievoorziening in 1999 en 3) een inschatting van de totale hoeveelheid binnenlands beschikbare biomassastromen voor de energievoorziening van Nederland voor dezelfde periode, wordt weergegeven in tabel 2.1.

Tabel 2.1 *Totale jaarlijkse biomassa “productie” in Nederland versus de inzet voor energiedoelinden in 1999 versus het totaal binnenlands beschikbare potentieel [11].*

Biomassastroom	Biomassa-Productie'99 kt n.b.	Inzet voor energiedoelinden in 1999		Beschikbaarheid voor energiedoelinden in 1999	
		kt n.b.	$PJ_{th}$	kt n.b.	$PJ_{th}$
Teelt	6900	0	0	3	0
Biomassa bijproducten	80600	251	3	2025	18,4
Biomassa afvalstromen	22400	466	5,8	8282	57,6
Totaal	109900	717	8,8	10310	76

Biomassa bijproducten: bijproducten uit de land- en bosbouw (o.a. dunningshout, mest, stro, ...) en monostromen die vrijkomen bij een bepaalde activiteit.

Biomassa afvalstromen: reststromen van productieprocessen (o.a. bermgras, resthout, slib, VGI-afval, ..).

Voor de bepaling van de beschikbaarheid van biomassa voor energiedoelinden is een bescheiden inschatting gemaakt. Dit houdt in dat in aanvulling op biomassastromen die reeds feitelijk worden ingezet ook een beperkt potentieel is meegerekend van biomassastromen die zich in de praktijk goed lenen voor energie-opwekking.

Deze (additionele) biomassastromen zijn o.a.: 1) stromen waarvoor de stand van de technologie geen belemmering vormt voor energieconversie, 2) stromen waarvoor geen alternatieve meer rendabele toepassingen bestaan en 3) stromen waarvoor reeds maatschappelijke initiatieven bestaan om deze te benutten in de energievoorziening.

Uit tabel 2.1 blijkt dat in 1999 ca. 7% van het beschikbare binnenlandse biomassa-potentieel en ca. 12% van het binnenlandse beschikbare biomassa-gerelateerde energie-potentieel is benut. De inschatting van de onderzoekers is dat zowel de biomassaproductie, de huidige binnenlandse inzet voor energiedoeleinden als de beschikbaarheid voor energie-doeleinden redelijk nauwkeurig is bepaald [11].

Verder is een inschatting gemaakt van het importpotentieel van biomassastromen, vanuit de EU en de rest van de wereld, voor de Nederlandse energievoorziening. De resultaten van deze inschatting worden weergegeven in tabel 2.2.

Tabel 2.2 *Totale jaarlijkse biomassa “productie” in Europa en de rest van de wereld versus de beschikbaarheid voor Nederland voor energiedoeleinden in 1999 [11].*

Biomassastroom	Europa			Rest van de wereld		
	Productie	Beschikb. NL		Productie	Beschikb.NL	
	kt n.b.	kt n.b.	PJ <sub>th</sub>	kt n.b.	kt n.b.	PJ <sub>th</sub>
Teelt	234.000	0	0	906.000	0	0
Biomassa bijproducten	1.173.000	1674	25,2	32.920.000	0	0
Biomassa afvalstromen	459.000	244	3,6	3.490.000	0	0
Totaal	1.866.000	1918	28,8	37.316.000	0	0

Een inschatting van het importpotentieel van biomassa vanuit de EU bedraagt: 1918 kt n.b./jaar oftewel 28,8 PJ<sub>th</sub>/jaar (indicatief t.g.v. grote onnauwkeurigheid in beschouwde data). Over de importmogelijkheden vanuit de rest van de wereld is vanwege het gebrek aan data geen uitspraak gedaan. Dit potentieel is derhalve op nul gesteld. De totale beschikbaarheid (binnenlands + EU-import) van biomassa voor energiedoeleinden in Nederland bedraagt 12.228 kt n.b. oftewel 104,8 PJ<sub>th</sub> per jaar (zie tabel 2.3).

Een overzicht van de totaal beschikbare biomassa voor de Nederlandse energievoorziening (binnenlandse beschikbaarheid + import uit de EU) wordt, op zowel massa- [kt n.b./jaar] en energiebasis [PJ<sub>th</sub>/jaar], geclassificeerd weergegeven in de tabel opgenomen in bijlage 1.. In deze tabel wordt, indien beschikbaar, tevens een indicatie gegeven van de prijzen van de stromen op plaats van herkomst (negatieve waarde: aanbieder betaalt voor afvoer biomassastroom). De data weergegeven in deze tabel zijn afkomstig uit de ABC-studie van TNO et al., aangevuld met meer recentere gegevens uit het concept-rapport “*EWAB Marsroutes, Taak 1.: Formats voor Biomassa en Afval* [14].

Om een inschatting te kunnen maken van de toekomstige (2020) beschikbaarheid van biomassa voor de Nederlandse energievoorziening zijn door de onderzoekers een aantal scenario-studies uitgevoerd [11]. Scenario-2 (o.a. vrije markt en energieprijzen 1,5-keer die van 1999) bleek voor de toekomstige beschikbaarheid van biomassa voor de Nederlandse energievoorziening het best uit te pakken. Clusters van factoren die deze beschikbaarheid sterk beïnvloeden zijn: 1) de fossiele brandstoffen prijs, 2) het overheidsbeleid m.b.t. het klimaat en de energie-, landbouw- en afvalmarkt en 3) de maatschappelijke acceptatie van de aanwending van biomassa voor de productie van energie. In tabel 2.3 wordt de huidige (1999) beschikbaarheid van biomassa voor de Nederlandse energievoorziening vergeleken met de voorspelde potentiële beschikbaarheid voor 2020 (scenario-studie).

Tabel 2.3 *Biomassabeschikbaarheid, inclusief import uit de EU, voor energiedoelinden in Nederland in 1999 versus de potentiële beschikbaarheid voor 2020 [11].*

Biomassastroom	Beschikbaarheid voor energiedoelinden in 1999		Beschikbaarheid voor energiedoelinden in 2020
	kt n.b.	PJ <sub>th</sub>	PJ <sub>th</sub>
Teelt	3	0	6 (in Ned.)
Biomassa bijproducten	2025	18,4	43
Biomassa afvalstromen	8282	57,6	72
Import uit EU	1918	28,8	Incl.
Import uit rest van de wereld	-	-	-
Totaal	12228	104,8	121

Uit tabel 2.3 blijkt dat het beschikbare energetische biomassapotentieel onder gegeven scenariocondities stijgt met ca. 15% (105 PJ<sub>th</sub> -> 121 PJ<sub>th</sub>) in de periode 1999 tot 2020.

**Indien we dit beschikbare biomassapotentieel vergelijken met de totaal potentieel benodigde biomassa-behoefte voor mee-/bijstookdoelinden in 2020 (ca. 64 PJ<sub>th</sub>, oftewel ca. 3,6 Mt d.s., zie par. 2.2.2), dan zien we dat er naar alle waarschijnlijkheid in principe voldoende biomassa contracteerbaar zal zijn om in de behoefte te voorzien. In dit geval wordt ca. 50% van de beschikbare biomassa voor energiedoelinden in 2020 aangewend voor mee-/bijstookdoelinden.**

**Indien we echter ook de biomassa-behoefte van andere niet-mee/bijstookopties in beschouwing nemen ( $\{75 \text{ PJ}_{th} - 20 \text{ PJ}_{th}\} / 0,75 = \text{ca. } 73 \text{ PJ}_{th}$ ), om aan de totale doelstelling voor de inzet van biomassa in de energievoorziening van 2020 te voldoen, dan bedraagt de totale biomassa-behoefte in 2020 ca. 135 – 140 PJ<sub>th</sub>, oftewel ca. 7,5 - 8,0 Mt d.s.. Op grond van deze bespiegeling kunnen we aannemen dat binnenlandse energieteelt en/of biomassa import van buiten de EU onontkoombaar wordt om in de toekomstige behoefte te kunnen voorzien.**

### 2.3 Binnenlandse teelt

Indien we voor 2020 uitgaan van een biomassa-behoefte van ca. 135 – 140 PJ<sub>th</sub> (ca. 7,5 – 8,0 Mt d.s.) en we relateren dit aan de verwachte beschikbaarheid van biomassa voor de Nederlandse energievoorziening (121 PJ<sub>th</sub>), dient het verschil in vraag en aanbod (14 - 19 PJ<sub>th</sub>) te worden gecompenseerd door een verdergaande binnenlandse teelt in combinatie met een verdergaande import vanuit de EU en de rest van de wereld. Indien we het verschil in vraag en aanbod volledig willen compenseren door binnenlandse teelt, dan is hiervoor ca. 62.000 – 85.000 ha aan landoppervlak vereist (aannamen: 18 MJ/kg d.s., 12,5 ton d.s./ha.jr). Inclusief de 6 PJ<sub>th</sub> aan binnenlandse teelt die reeds in de verwachte beschikbaarheid van biomassa voor 2020 (121 PJ<sub>th</sub>) was voorzien, resulteert dit in een totaal binnenlands benodigd teeltoppervlak van ca. 90.000 – 110.000 ha.

**Een inschatting van het maximaal benodigde landoppervlak voor binnenlandse energieteelt bedraagt onder genoemde veronderstellingen ca. 100.000 ha.**

Teelt van energiegewassen binnen Nederland kan op twee manieren plaatsvinden, te weten:

- Teelt op cultuurgronden in de land-/akkerbouwsector.
- Combinatieteelt, d.w.z. teelt in combinatie met andere landgebruiksfuncties buiten de land-/akkerbouwsector.

In beide gevallen kan gebruik worden gemaakt van de teelt van monoculturen (bijv. wilg, populier, olifantsgras, etc.) en de teelt van multifunctionele gewassen (bijv. graansoorten, hennep, etc.). Bij monoculturen wordt het volledige gewas aangewend als energiegewas; terwijl bij multifunctionele gewassen slechts een deel van het gewas wordt aangewend als energiegewas. Het andere deel wordt aangewend voor andere gebruiksdoeleinden met een veelal hoge toegevoegde waarde. Het voordeel van het gebruik van multifunctionele gewassen is dat de hoge toegevoegde waarde van het niet-energiedeel van het gewas bijdraagt aan een reductie van de productiekosten van het resterende gewasdeel dat wordt aangewend als energiegewas. Door teelt te combineren met andere landgebruiksfuncties (combinatieteelt, multifunctioneel landgebruik) is het mogelijk de netto teeltkosten te minimaliseren. Door de grondkosten volledig toe te rekenen aan de andere gebruiksfunctie van het land behoeven deze niet in de teeltkosten te worden verdisconteerd. Daar de grondkosten in een dichtbevolkt land, zoals Nederland, een aanzienlijk aandeel van de teeltkosten voor haar rekening nemen, leidt combinatieteelt tot een significante reductie van de netto productiekosten en dus tot een betere concurrentiepositie t.o.v. de toepassing van bepaalde organische reststromen en de import van gewassen voor de Nederlandse energievoorziening.

**De productiekosten van energiegewassen, inclusief braaklegpremie, zoals deze in 1999 door Novem werden gehanteerd bedragen fl 110,- - fl 180,- per ton d.s., oftewel fl 6,- - fl 10,-/GJ<sub>th</sub> (exclusief bewerking en transport).** BTG hanteert thans voor monoteelten de volgende productiekosten (= f(opbrengst per hectare, bedrijfs grootte): Miscanthus: 4-12 fl/GJ<sub>th</sub> en wilg/populier: 5-15 fl/GJ<sub>th</sub> [15]. Uit een scenario-studie (scenario-2, zie par.2.2.2.3) blijkt dat deze kosten kunnen dalen tot 7 – 8,5 fl/GJ<sub>th</sub> [15].

In Nederland staat energieteelt nog in de kinderschoenen. Met een teeltoppervlak van nog geen 300 ha blijft de binnenlandse energieteelt sterk achter met die in de EU (230.000 ha, m.n. koolzaad) [16]. In Nederland bestaan er proefvelden voor Miscanthus (olifantsgras), wilg en populier.

Tabel 2.4 *Teeltinitiatieven in Nederland [16].*

Plaats	Gewas	Oppervlak [ha]	Actoren	Type	Aanplant
Ter Apel e.o.	Miscanthus	17-20	Agro-Miscanthus	Onderzoek / Semi commercieel	1989
Wieringermeer	Wilg, populier, hennep, Misc.	20	CPV, SBH, IMAG-DLO	Onderzoek	1992
Dronten	Wilg, populier	7,3	CPV, SBH	Onderzoek	1993
Slootdorp, Wieringermeer	Wilg	20	CPV, IMAG-DLO	Onderzoek	1994
Susteren	Wilg	4	EBPS	Onderzoek	1995
Emmen	Wilg, populier, Misc., Robina	1,6	CPV	?	1995
Boxtel	Wilg, populier, Robina	1,2	CPV	?	1995
Flakkee	Wilg, populier	2,9	CPV	?	1995
Lelystad e.o.	Wilg, populier	12,5-200	CPV-consortium	Demonstratie / commercieel	1999
Totaal		86,5 – 277			

In Lelystad e.o. wordt thans het 1<sup>e</sup>-demonstratieproject voor wilg en populier op grotere praktijkschaal gerealiseerd [17]. Op dit moment is langs de A6 reeds 12,5 ha met 100.000 wilgen/populieren beplant. De eerste oogst wordt in 2001 verwacht. Deelnemende partijen zijn: de overheid (o.a.: CPV, SBB), het bedrijfsleven (o.a.: Shell), de energiesector (NUON) en de milieubewegingen (Stichting Natuur & Milieu, Natuurmonumenten, Milieufederatie Flevoland). Er wordt getracht binnen 4 jaar een teeltoppervlak van 200 ha te realiseren (opbrengst: 1500-2000 ton d.s./jaar, 7,5-10 ton d.s./ha).

Vanwege de grondsoort ter plaatse (vruchtbare zeeklei) wordt aangenomen dat uitputting van de grond op korte-termijn onwaarschijnlijk is, zodat de inzet van kunstmest tot een minimum kan worden beperkt. Het energiegewas wordt gebruikt om te worden verstoekt in de verbrandingsinstallatie te Lelystad (s'zomers:  $1,6 \text{ MW}_e/2\text{MW}_{th}$ , s'winters:  $2 \text{ MW}_e/6\text{MW}_{th}$ ). De totale biomassa-behoefte van deze centrale bedraagt 15.000 ton d.s./jaar, zodat de teeltopbrengst in ca. 10% van de vraag gaat voorzien. De overige brandstof voor de installatie bestaat uit: dunningshout uit bossen (55%), snoeihout, park- en plantsoenafval en zaagrestanten. De NUON neemt het energiegewas af voor Hfl 100 – 130/ton d.s.. Deze prijs is financieel-economisch haalbaar daar in dit project de grondprijs van het bos niet in rekening wordt gebracht.

Andere initiatieven zijn varkensmestverwerking in combinatie met de teelt van algen in open vijvers in Oost Nederland. De algen worden thans als voedsel voor de varkens gebruikt maar zouden op termijn ook kunnen worden ingezet als energiegewas in bijv. vergisting/WKK-systemen.

Naast de teelt van energiegewassen kan de teelt van microalgen interessant zijn. Een belangrijk voordeel van microalgen t.o.v. energiegewassen is dat ze meer biomassa per landoppervlakte-eenheid en meer gewenst materiaal per biomassa gewichtseenheid kunnen produceren. Microalgen bezitten een hogere foto-synthetische energetische efficiëntie vanwege hun eenvoudige levensvorm (geen bloemen, wortels, vruchten). Het praktisch lange-termijn energetisch rendement van microalgen bedraagt 5-6% (Nederlandse condities en open vijver kweeksystemen) t.o.v. 3-4% voor energiegewassen. In een gesloten algen fotobioreactor zal het mogelijk worden om dit energetische rendement te verhogen tot maximaal ca. 15% (de theoretisch maximale energetische efficiëntie is 23%) [18]. Teelt van microalgen kan plaatsvinden tezamen met een andere toepassing, zoals: CO<sub>2</sub>-verwijdering uit de rookgassen van E-centrales en afvalwaterzuivering. Door de groeiomstandigheden van de microalgen te conditioneren kunnen de microalgen worden gebruikt voor de productie van z.g. “specialties” (fijne chemicaliën met een hoge marktprijs), waarbij de organische restfractie wordt gebruikt voor energievoorzieningsdoeleinden (verbranding-, vergassing-, vergisting/WKK).

## 2.4 Import

Indien we voor 2020 uitgaan van een biomassa-behoefte van ca. 135 – 140 PJ<sub>th</sub> (ca. 7,5 – 8,0 Mt d.s.) en we relateren dit aan de verwachte beschikbaarheid van biomassa voor de Nederlandse energievoorziening (121 PJ<sub>th</sub>), dient het verschil in vraag en aanbod (14 - 19 PJ<sub>th</sub>) te worden gecompenseerd door een verdergaande binnenlandse teelt (zie par.2.3) in combinatie met import vanuit de EU en de rest van de wereld.

BTG heeft reeds in 1995 onderzocht wat de mogelijkheden zijn voor import van biomassa uit de Baltische Staten (Estland) en Zuid-Amerika (Uruguay) [19]. In 1996 heeft dezelfde partij tezamen met KEMA een studie naar de economische haalbaarheid voor bijstook van geïmporteerde biomassa uit Estland in de Maasvlakte centrale (EZH) en de Borssele Centrale (EPZ) uitgevoerd [20]; terwijl BTG in 1998 een studiereis naar Estland en Zweden heeft uitgevoerd om de importmogelijkheden van biobrandstoffen vanuit deze landen (en Rusland) nader te analyseren [21].

In tabel 2.5 worden de belangrijkste kengetallen voor import vanuit Estland en Uruguay samengevat.



Tabel 2.5 *Importkengetallen [19].*

Grootheid	Estland	Uruguay
Jaarlijkse importcapaciteit uit duurzame bosbouw [ $PJ_{th}$ ]	16 (+ 2,7 $PJ_{th}$ houtresiduen voor korte-termijn)	26 – 31
Prijs op de kade van Rotterdam [ $fl/GJ_{th}$ ]		
- Houtresiduen:		
stammen	4,1	-
chips	4,3	-
- Duurzame bosbouw:		
stammen	3,7 (6,4 – 11,0)	6,4
chips	3,8 (6,5 – 12,1)	8,6
houtskool	(8,0 – 13,0)	
pyrolyse-olie	(13,7 – 26,1)	

De getallen tussen haakjes zijn getallen uit 1996 en afkomstig uit [20]. Voor een nadere onderbouwing zie onderstaande tekst.

Import vanuit Uruguay is vanwege het potentiële capaciteit interessant, echter de prijs van de biobrandstoffen op de kade van Rotterdam is ca. 2 keer zo hoog dan die voor import uit Estland. Dit komt voornamelijk door de hoge transportkosten over zee. Om de kosten van zeertransport te minimaliseren verdient het aanbeveling de energie-inhoud van de biobrandstoffen voor transport over zee te concentreren. Dit kan bijvoorbeeld door er houtskool of olie van te maken via langzame dan wel snelle pyrolyse (of HTU), in combinatie met WKK-productie in het land van herkomst. In dit kader hebben KEMA en BTG voor import van hout uit Estland de volgende opties nader geanalyseerd [20]: 1) houtkap in Estland en transport van stammen naar Nederland (zie tabel 2.5), 2) houtkap en chippen in Estland en transport van chips naar Nederland (zie tabel 2.5), 3) houtkap en langzame pyrolyse (carbonisatie) in Estland en transport van gemalen houtskool naar Nederland en 4) houtkap en snelle pyrolyse in Estland en transport van olie naar Nederland. De prijs voor genoemde biobrandstoffen op de kade in R'dam, inclusief overslag, bedragen [20]:

- Stammen: 6,4 – 11,0  $fl/GJ_{th}$  (binnenlandse productie/overslag: 3,2 – 5,8, zeetransport: 2,1 – 4,2, overslag R'dam: 1,1).
- Chips: 6,5 – 12,1  $fl/GJ_{th}$  (binnenlandse productie/overslag: 3,8 – 6,9, zeetransport: 1,7 – 4,2, overslag R'dam: 1,1).
- Houtskool: 8,0 – 13,0  $fl/GJ_{th}$  (binnenlandse productie/overslag: 7,1 – 12,2, zeetransport: 0,7, overslag R'dam: 0,2).
- Pyrolyse olie: 13,7 – 26,1  $fl/GJ_{th}$  (binnenlandse productie/overslag: 13,0 – 25,5, zeetransport: 0,6, overslag R'dam: 0,1).

Bij import van hout naar Nederland dient rekening te worden gehouden met de geldende fytosaniëre bepalingen. Dit houdt in dat import van onbewerkte houtstammen (incl. bast) niet is toegestaan; import van chips en pellets mag wel [21].

Vergeleken met de prijs van binnenlandse energieteelten in Nederland (4,0 – 15  $fl/GJ_{th}$ ) is de prijs voor biomassa import over het algemeen lager. De prijs voor geïmporteerde houtskool uit Estland (8,0 – 13,0  $fl/GJ_{th}$ ) is weliswaar min of meer gelijk aan die van binnenlandse teelt; echter, de houtskool heeft reeds een voorbewerking ondergaan waardoor de verwerkingskosten “downstream” lager zullen zijn dan die van “ruw” binnenlands teeltmateriaal.

## 2.5 Definitie representatieve geclassificeerde biobrandstoffen

Op grond van de huidige- en verwachte toekomstige beschikbaarheid voor energiedoelinden in Nederland zijn op voorhand de volgende groepen biobrandstoffen geselecteerd voor een nadere analyse van hun technisch mee- en bijstookpotentieel (tussen haakjes de code volgens het classificatiesysteem, zie ook bijlage 1.):

### Schone brandstoffen\*:

- Resthout fruitteelt/boomkwekerijen (106)
- Kort-omloophout: wilg/populier (122)
- Dunningshout: den/spar (135)
- Afvalhout: A-hout (152)
- Schoon resthout uit de houtverwerkende industrie: vurenhout (161)
- Miscanthus (olifantsgras) (212)
- Stro van granen (221)
- VGI-reststromen: cacaoboondopjes (512), olijfpitten (524)

### Niet-schone brandstoffen\*:

- Afvalhout: B-hout (170)
- Afvalhout: C-hout (180)
- Bermgras (213)
- Pluimveemest (310)
- Varkensmest (330)
- RWZI-slib (410)
- GFT (600)
- Oud papier (710)

Ondanks het grote potentieel van samengestelde stromen (800, zie bijlage 1.) zullen deze om drie redenen niet worden beschouwd bij de analyse van het technisch mee-/bijstookpotentieel: 1) de exacte samenstelling van deze stromen is onbekend en fluctueert aanzienlijk, 2) deze stromen zijn voor een groot deel opgebouwd uit deelstromen die separaat reeds wel worden beschouwd en 3) de aanwending van deze stromen zal een aanzienlijke en dus kostbare voorbehandeling vergen, zodat aanwending voor mee-/bijstook door de E-sector naar alle waarschijnlijkheid als ongewenst zal worden bestempeld.

Van genoemde brandstoffen wordt in de paragrafen 3.5 en 4.5 geanalyseerd in hoeverre deze kunnen worden mee-/bijgestookt om: 1) aan de gestelde luchtemissie-eisen (EU) te voldoen en 2) wat het effect is op de kwaliteit van de geproduceerde vaste rest-/afvalstromen (kolen-centrales).

---

\* Onder schone biomassa wordt verstaan: "Plantaardig materiaal afkomstig uit de landbouw of uit bossen dat kan worden aangewend als brandstof voor energiedoelinden; alsmede de volgende organische reststromen: plantaardig materiaal uit de VGI, schoon resthout uit de houtverwerkende industrie en kurkafval". Uitgangspunt hierbij is dat ze niet vallen onder de richtlijnen voor verbranden van afval (89/369/EEC, 89/429/EEC, 94/67/EC) [22]. Al het overige organisch materiaal wordt geclassificeerd als niet-schone biomassa.

## 2.6 Discussie

Om aan de gestelde DE-beleidsdoelstellingen te voldoen dient een deel van de fossiele brandstoffen inzet in de energievoorziening te worden vervangen door biomassa (organische reststromen, energieteelt en import). Dit z.g. vervangingspotentieel bedraagt 24 PJ<sub>th</sub> in 2000, 45 PJ<sub>th</sub> in 2007 en 75 PJ<sub>th</sub> in 2020. Voor mee-/bijstook van biomassa in conventionele fossiele brandstoffen gestookte elektriciteitscentrales zijn bijdragen voorzien van: 3 PJ<sub>th</sub> in 2000, 18 PJ<sub>th</sub> in 2007 en 20 PJ<sub>th</sub> in 2020. Uit deze data is op te maken dat met name voor de korte-termijn veel wordt verwacht van de mee-/bijstookopties. Voor de vervanging van 20 PJ<sub>th</sub> fossiele brandstoffen is inzet van ca. 27 PJ<sub>th</sub> aan biomassa noodzakelijk, indien het verschil in gemiddelde conversierendementen wordt verdisconteerd. Dit komt overeen met een noodzakelijke biomassa-inzet van ca. 1,5 Mt d.s. (aanne: 18 MJ/kg d.s.).

Indien tevens 50% van het “gat” in de DE-doelstelling (ca. 28 PJ<sub>th</sub> vermeden fossiele brandstofinzet), veroorzaakt door de herdefiniëring van het begrip duurzame energie (Protocol Monitoring Duurzame Energie), moet worden gecompenseerd door een verdergaande mee-/bijstook (= aanname), dient rekening te worden gehouden met een additioneel benodigde biomassa-inzet van ca. 37 PJ<sub>th</sub>, oftewel ca. 2,1 Mt d.s.. De totaal benodigde biomassa-inzet in de vorm van mee/bijstook bedraagt dan derhalve in 2020 ca. 64 PJ<sub>th</sub>, oftewel ca. 3,6 Mt d.s..

Indien we echter ook de biomassa-behoefte van andere niet-mee/bijstookopties in beschouwing nemen ( $\{75 \text{ PJ}_{th} - 20 \text{ PJ}_{th}\} / 0,75 = \text{ca. } 73 \text{ PJ}_{th}$ ), om aan de totale doelstelling voor de inzet van biomassa in de energievoorziening van 2020 te voldoen, dan bedraagt de totale biomassa-behoefte in 2020 ca. 135 – 140 PJ<sub>th</sub>, oftewel ca. 7,5 - 8,0 Mt d.s..

Om (deels) in de biomassa-behoefte te voorzien dient de inzet van binnenlands geproduceerde organische reststromen voor energiedoeleinden te worden gemaximaliseerd. Een eventueel toekomstig tekort aan biomassa kan worden aangevuld middels binnenlandse teelt, dan wel import van organische reststromen/energiegewassen van binnen en buiten de EU.

In 1999 zijn een tweetal studies uitgevoerd (BIO-MASSTERCLASS [CEA] en de ABC-studie [TNO-MEP et al.] naar de huidige beschikbaarheid van organische reststromen in Nederland en de contracteerbaarheid voor energiedoeleinden. Een vereenvoudigd overzicht van de resultaten van deze studies wordt weergegeven in tabel 2.6.

Tabel 2.6 *Huidige beschikbaarheid organische reststromen en de contracteerbaarheid voor energiedoeleinden.*

Brandstof (codering)	BIO-MASSTERCLASS			ABC-studie	Prijsindicatie
	Totale beschikbaarheid [PJ <sub>th</sub> ]	KT-Beschikbaarheid [PJ <sub>th</sub> ]	Contracteerbaarheid [PJ <sub>th</sub> ]	Beschikbaarheid Ned. + uit de EU [PJ <sub>th</sub> ]	
Hout (100)	62	24	19	14,9 + 2,5 = 17,4	-200 - +200
Gras en stro (200)	18	12	3	5,1 + 19,7 = 24,8	-80 - +200
Mest (300)	96	6	2	10,0 + 0 = 10,0	-30 - 0
Slib (400)	19	6	5	0,9 + 0 = 0,9	-120 - -40
Reststr. VGI (500)	101	9	3	6,1 + 0 = 6,1	-180 - 0
“GFT” (600)	10	0	0	1,3 + 0 = 1,3	-110 - -60
Overig (700)	7	6	2	0,2 + 0 = 0,2	-60 - -10
Samengestelde afvalstromen (800)	-	-	-	44,1 + 0 = 44,1	-150 - -50
<b>Totalen</b>	<b>313</b>	<b>63</b>	<b>34</b>	<b>82,6 + 22,2 = 104,8</b>	<b>-200 - +200</b>

In de ABC-studie is middels een scenariomethodiek tevens een inschatting gemaakt van de potentiële beschikbaarheid van biobrandstoffen voor de Nederlandse energievoorziening, inclusief import uit de EU, in 2020 (zie tabel 2.3).

Indien we het beschikbare biomassa-potentieel voor 2020 (121 PJ<sub>th</sub>) vergelijken met de totaal potentieel benodigde biomassa-inzet in 2020 (ca. 135 – 140 PJ<sub>th</sub>), dan blijkt dat inzet van potentieel beschikbare binnenlandse organische reststromen en (geringe) import vanuit de EU niet afdoende is om in de biomassa-behoefte van 2020 te voorzien. Het potentiële tekort (14 – 19 PJ<sub>th</sub>) dient te worden aangevuld middels binnenlandse teelt van energiegewassen en/of een verdergaande import van energiegewassen vanuit de EU en de rest van de wereld.

Indien we het verschil in vraag en aanbod volledig willen compenseren door binnenlandse teelt, dan is hiervoor ca. 62.000 – 85.000 ha aan landoppervlak vereist (aannamen: 18 MJ/kg d.s., 12,5 ton d.s./ha.jr). Inclusief de 6 PJ<sub>th</sub> aan binnenlandse teelt die reeds in de verwachte beschikbaarheid van biomassa voor 2020 (121 PJ<sub>th</sub>) was voorzien, resulteert dit in een totaal binnenlands benodigd teeltoppervlak van ca. 90.000 – 110.000 ha. Teelt van energiegewassen kan in Nederland op twee manieren plaatsvinden, te weten: 1) teelt op cultuurgronden in de land-/akkerbouwsector en 2) combinatieteelt (teelt in combinatie met andere landgebruiksfuncties). In beide gevallen kan gebruik worden gemaakt van de teelt van monoculturen of de teelt van multifunctionele gewassen (slechts een deel van het gewas wordt aangewend voor energiedoelinden). Combinatieteelt van multifunctionele gewassen lijkt voor een dichtbevolkt land als Nederland (hoge grondprijzen) het meest interessante alternatief. De prijzen voor binnenlands geteelde biobrandstoffen liggen vooralsnog in de range van 5 tot 15 fl/GJ<sub>th</sub>. Naast genoemde alternatieven kan de teelt van micro-algen interessant zijn. Dit type teelt kan plaatsvinden in combinatie met andere toepassingen, zoals CO<sub>2</sub>-verwijdering uit rookgassen en afvalwaterzuivering.

Een alternatief voor de relatief dure binnenlandse teelt van energiegewassen zou import van dit type gewassen van binnen en buiten de EU kunnen zijn. De prijs van de geïmporteerde biomassabrandstoffen uit Estland op de kade van Rotterdam bedraagt: 6,5 – 12,0 fl/GJ<sub>th</sub> voor stammen en chips, 8,0 – 13,0 fl/GJ<sub>th</sub> voor houtskool en 14 – 26 fl/GJ<sub>th</sub> voor pyrolyse-olie. De prijzen van stammen en chips zijn lager dan die van binnenlandse teelt. De prijzen van houtskool zijn van dezelfde ordegrootte als binnenlandse teelt. Wel moet worden bedacht houtskool reeds een voorbehandeling heeft ondergaan, waardoor “downstream processing” wordt vereenvoudigd. De prijs voor biobrandstoffen uit Uruguay ligt beduidend hoger, daar hier het transport per schip een behoorlijke prijsstijging veroorzaakt (oplossing: energieverdichting - > carbonisatie, HTU).

In hoeverre deze beschikbare biomassastromen ook daadwerkelijk kunnen en zullen worden ingezet is o.a. afhankelijk van milieutechnische en economische aspecten. Deze aspecten zullen v.w.b. de mee- en bijstookmogelijkheden van biomassa in kolengestookte E-centrales (hoofdstuk 3.) en de bijstookmogelijkheden van biomassa in STEG-eenheden (hoofdstuk 4.) in het vervolg van dit rapport nader worden beschouwd. Vanwege het beperkte data-aanbod kan voor een aantal representatieve schone en niet-schone biobrandstoffen, slechts indicatief iets worden gezegd over de milieu-technische inzetbaarheid voor mee-/bijstookdoelinden. Het betreft hier het al dan niet voldoen aan de Europese luchtmissie-eisen (centrales en STEG's) en de beïnvloeding van de kwaliteit van geproduceerde vaste rest-/afvalstromen (kolencentrales).

### 3. MEE-/BIJSTOOKPOTENTIEEL BIOMASSA/AFVAL IN KOLENCENTRALES

#### 3.1 Introductie

In dit hoofdstuk wordt het totale potentieel voor mee-/bijstook van biomassa (en afval) in Nederlandse kolencentrales geschetst. Hierbij worden de volgende zaken geanalyseerd:

- Het totale kolenvermogen in Nederland, als onderdeel van de totale elektriciteitsproductiecapaciteit, inclusief de belangrijkste centrale specifieke kengetallen.
- Huidige mee-/bijstookinitiatieven van biomassa/afval.
- Mee-/bijstookconcepten voor biomassa (en afval). Behalve een globale beschrijving van de concepten, worden tevens de belangrijkste kengetallen (het netto elektrisch conversierendement van het biomassa-/afvaldeel, de benodigde additionele investeringskosten en de bedrijfs- en onderhoudskosten (B&O-kosten) voor 10 en 40% mee-/bijstook op energiebasis weergegeven. De bepaling van de kengetallen vindt plaats a.h.v. een base-case poederkoolverbrandings- en een poederkoolvergassingscentrale. Er worden de volgende concepten beschouwd:
  1. Directe meestook.
  2. Indirecte meestook.
  3. Bijstook middels separate vergassing (zonder en met stookgasreiniging).
  4. Bijstook middels separate pyrolyse (langzaam en snel).
  5. Bijstook middels separate HTU (Hydro Thermal Upgrading).
  6. Bijstook middels separate verbranding en stoomzijdige integratie.
- Het milieutechnisch mee-/bijstookpotentieel. Hierbij wordt voor een aantal representatieve biomassa-/afvalstromen (zie par. 2.5) aangegeven in hoeverre deze middels de diverse mee-/bijstookconcepten kunnen worden verwerkt, met als uitgangspunt dat het geproduceerde rookgas aan de Europese luchtmissie-eisen moet voldoen. Tevens wordt een eerste indicatie gegeven van de beïnvloeding van de kwaliteit van de vaste rest-/afvalstromen t.g.v. mee-/bijstook. Vanwege het ontbreken van data betreffende potentiële technische installatie-specifieke limiteringen m.b.t. mee-/bijstook (hier wordt thans door de KEMA naar gekeken), wordt dit punt in deze studie slechts indicatief beschouwd. Dit heeft o.a. geleid tot de reeds eerder genoemde range-benadering, waarbij de mee-/bijstookconcepten voor zowel 10 als 40% mee-/bijstook worden geëvalueerd. De resultaten van deze evaluaties kunnen indien gewenst direct worden gebruikt om een indicatie te krijgen van de belangrijkste kengetallen van de verschillende concepten voor andere mee-/bijstookpercentages.
- Het financieel-economisch mee-/bijstookpotentieel. Hierbij wordt het verband tussen een tweetal variabelen nader geanalyseerd, te weten: de prijs van de biomassa (het afval) in relatie tot de benodigde meerprijs per kWh<sub>e</sub> om een financieel rendement van 15% op het eigen vermogen na belasting te behalen. Tevens worden voor de verschillende concepten de kosten per ton vermeden CO<sub>2</sub>-emissie en de kosteneffectiviteit van de CO<sub>2</sub>-reductie (overeenkomstig de methodiek van het CO<sub>2</sub>-reductieplan) berekend.
- Het totale potentieel voor mee-/bijstook van biomassa (en afval) in kolengestookte elektriciteitscentrales in Nederland. Hierbij worden de resultaten van bovengenoemde activiteiten, die zijn geconcentreerd rond een tweetal specifieke base-cases, geëxtrapoleerd tot alle betrokken centrales in Nederland. Er wordt een relatie gelegd tussen het totale mee-/bijstookpotentieel [PJ<sub>th</sub>/jaar] en de contracteerbaarheid van biomassa en afval (zie hoofdstuk 2). Er wordt voor zowel 10 als 40% mee-/bijstook een indicatie gegeven van de totaal benodigde cumulatieve investeringskosten. Tevens zullen de mee-/bijstookconcepten, op grond van de berekende kosten per ton vermeden CO<sub>2</sub>-emissie, worden afgezet tegen alternatieve technieken voor de opwekking van hernieuwbare elektriciteit en conventionele systemen met CO<sub>2</sub>-afvangst.

## 3.2 Kolencentrales in Nederland

### 3.2.1 Overzicht centrales

Nederland kent een viertal elektriciteitsproductiebedrijven - zijnde de N.V.'s EPZ, EZH, UNA en EPON - die elk één of meerdere poederkoolgestookte productie-eenheden in bedrijf hebben. Het volledige in Nederland opgestelde kolenvermogen bedraagt circa 4170 MW<sub>e</sub>. Dit vermogen is verdeeld over acht eenheden die elektriciteit produceren voor het publieke net, waarvan zeven poederkoolverbrandingsinstallaties met een vermogen tussen 400 en 650 MW<sub>e</sub>, en één poederkoolvergassingsinstallatie met een vermogen van 253 MW<sub>e</sub> (zie tabel 3.1). De belangrijkste kengetallen van de installaties worden weergegeven in tabel 3.2; terwijl huidige mee-/bijstookinitiatieven worden gepresenteerd in tabel 3.3..

Tabel 3.1 *Overzicht Nederlandse E-centrales op poederkool.*

Naam	Beheerder <sup>1</sup>	Netto vermogen [MW <sub>e</sub> /MW <sub>th</sub> ]	Levensduur [in/uit bedrijf]	Type
Gelderland-13	EPON	602/?	1983/2011	Oud
Amer-8	EPZ	645/250	1981/2010	Oud
Amer-9	EPZ	600/350	1994/2023	Nieuw
Borssele-12	EPZ	403/?	1988/2012	Oud
Maasvlakte-1	EZH	518/?	1989/2013	Oud
Maasvlakte-2	EZH	518/?	1988/2012	Oud
Buggenum-7	Sep	253/?	1994/2023	KV-STEG
Hemweg-8	UNA	630/?	1995/2024	Nieuw
Totaal opgesteld kolenvermogen: 4169 MW <sub>e</sub>				

<sup>1</sup> EPON = Electra-Bel (Bel), EPZ = Essent (Ned.), EZH = Preußen-Elektra (Dui.), UNA = Reliant Energy (V.S.).

### 3.2.2 Brandstofvoorziening

Nederland is voor de aanvoer van steenkool volledig aangewezen op import. Zowel de aankoop als de logistieke kant van de import vallen onder de verantwoordelijkheid van het Gemeenschappelijk Kolenbureau Elektriciteitsproductiebedrijven (GKE/Vliegasonie). In 1998 werd ten behoeve van de publieke elektriciteitsvoorziening 25400 GWh<sub>e</sub> uit steenkool geproduceerd, hetgeen overeenkomt met 42% van de elektriciteitsproductie in Sep-verband [23]. Hiertoe werd, tegen een gemiddelde inkoopprijs voor elektriciteitscentrales van 4,0 fl/GJ<sub>th</sub> (ca. 100 fl/ton), 9,4 Mton steenkool geïmporteerd uit de landen Australië, Zuid-Afrika, Indonesië, Colombia, Polen en de Verenigde Staten [24].

Het GKE baseert haar inkoopbeleid primair op de steenkoolprijs. De kwaliteit van de geïmporteerde kolen kan daardoor sterk variëren en maakt het op specificatie blenden van verschillende kolen noodzakelijk voor een betrouwbaar gebruik. In Nederland is al geruime tijd ervaring opgedaan met het toepassen van kolenblends, met als gevolg dat de bandbreedte van toegepaste kolen aanzienlijk is opgerekt. Zo is de stookwaarde van een gemiddelde kolenblend in 5-10 jaar tijd gedaald van 30 naar ca. 25 MJ/kg.

Het blenden gebeurt op specificatie van de verschillende productie-eenheden, en wordt hoofdzakelijk uitgevoerd door gespecialiseerde overslagbedrijven te Amsterdam en Rotterdam. Vervolgens vindt transport per band of binnenschip naar de betreffende kolencentrales plaats.

Tabel 3.2. Belangrijkste kengetallen poederkoolverbrandingsinstallaties.

Prod. Mij. <i>Eenheid</i>	EPZ <i>Amer-8</i>	EPZ <i>Amer-9</i>	EPZ <i>Borssele-12</i>	EZH <i>Maasvlakte-1+2</i>	EPON <i>Gelderland-13</i>	UNA <i>Hemweg-8</i>
<b>Algemene gegevens</b>						
Elektr. vermogen (MW)	645	600	403	2 x 520	602	630
Netto elekt. rendement (%)	ca. 40	41.3	ca. 40	40.6	38	ca. 40.6
Vliegasproductie (kt/jr)	ca. 160	ca. 150	ca. 95	2 x 125	ca. 150	ca. 120
Bodemasproductie (kt/jr)	ca. 15	ca. 15	ca. 10	2 x 15	ca. 15	ca. 16
Steenkoolverbruik (t/hr)	240	225	144	180	220	205
<b>Emissiebeperkende maatregelen</b>						
ROI	ja	ja	Ja	ja	ja	ja
NO <sub>x</sub> reductie	DeNO <sub>x</sub> SCR 80%	low-NO <sub>x</sub> branders	Verbrandings-technisch	low-NO <sub>x</sub> branders	DeNO <sub>x</sub> SCR 80%	low-NO <sub>x</sub> branders
Vliegasvangst	ESP	ESP	ESP	ESP	ESP	ESP
<b>Installatie</b>						
Poederkoolmolens	6 (CE)	6 (Babc. MPS235)		10 (Schelde)	6 (D. Babcock E10)	6
Branders	24	24 (Mitsubishi)	20		36	36 (Babc.-Hitachi)
Ketel	- Schelde-CE - 61x17x15 m <sup>3</sup> - tangentieel - subkritisch	- Schelde-CE - 74x17x17 m <sup>3</sup> - tangentieel - superkritisch	- Schelde-CE - - tangentieel - subkritisch	- Schelde-CE - 75x18x18 m <sup>3</sup> - tangentieel - subkritisch	- Stork - 80x?x? m <sup>3</sup> - wandgevuurd - subkritisch	- Stork - 85x?x? m <sup>3</sup> - wandgevuurd - superkritisch
ROI	nat kalksteen-gips (≥90% @ 1.5% S)	nat kalksteen-gips (≥90% @ 1.5% S)	nat kalksteen-gips (≥90% @ 1.5% S)	nat kalksteen-gips (≥90% @ 1.5% S)	nat kalksteen-gips (≥90% @ 1.5% S)	nat kalksteen-gips (≥90% @ 1.5% S)
Bodemasafvoer	ketting, nat	ketting, nat	ketting, nat	ketting, nat	ketting, nat	ketting, nat
<b>Emissiegrenzen (mg/Nm<sup>3</sup>)</b>	peil 1996	peil 1993			peil 1996	peil 1996
NO <sub>x</sub>	200	400	480		200	300
SO <sub>2</sub>	400	400	400		400	400
Stof	50	20	50		20	
CO					50	
Totaal zware metalen					1	
Cd					0.05	
Hg					0.05	
HCl					10	

### 3.2.3 Toegepaste kolenconversietechnologieën

Brandstof-technisch wordt in alle Nederlandse kolencentrales poederkool als hoofdbrandstof gebruikt, waarbij typisch circa 80% van de brandstof kleiner is dan 75 µm. Om deze fijnheid te bereiken wordt de in "gecrushte" vorm aangevoerde steenkool met een deeltjesgrootte tot enkele centimeters in een vijf- of zestal molens per ketel onder een maaldruk van 80 bar fijngemalen.

De geproduceerde en door middel van voorverwarmde lucht gedroogde poederkool wordt vervolgens naar de branders geleid. De poederkool wordt met een deel van de verbrandingslucht via speciale branders - verdeeld over 4-6 boven elkaar liggende rijen in het onderste keteldeel - in de ketel tot ontsteking gebracht. Low-NO<sub>x</sub> branders zijn zodanig ontworpen dat de verbrandingslucht verdeeld over verschillende trappen in contact komt met de brandstof, waardoor onderdrukking van NO<sub>x</sub> vorming plaatsvindt in met name de ontgassingsfase van de brandstof. De hoge reactiviteit van de verpoederde steenkool in combinatie met goede brandstof-lucht menging resulteert in vlamtemperaturen tot circa 1600 °C. Hierdoor volstaat een korte verblijftijd van 2-3 seconden voor het bereiken van een hoge koolstofconversie, waardoor een hoge doorzet per eenheid ketelvolume kan worden verkregen. Het bedrijf van de ketel wordt in hoofdzaak gestuurd op de volgende procesparameters: NO<sub>x</sub> concentratie in het rookgas, de temperatuur van het gas dat de vuurhaard ("1<sup>e</sup> trek") verlaat en het gedeelte van de brandstof dat niet is omgezet. De laatste wordt afgelezen uit de on-line gemeten CO concentratie en het off-line bepaalde gloeiverlies van de vliegias.

De warmte wordt in verschillende stappen overgedragen aan water en/of stoom waarmee een turbine wordt aangedreven. In de vuurhaard wordt door straling van het gas bij 1400-1500 °C warmte overgedragen aan de door water/stoom doorstroomde verticale membraanwanden van de ketel. Hierdoor koelt het rookgas en de gevormde vliegias af tot een temperatuur van 1100-1200 °C, waarbij vrijwel alle vliegias in een vaste vorm verkeert. Het bereiken van deze temperatuur is kritisch om te voorkomen dat anders nog vloeibare vliegias zich zou afzetten op de warmtewisselende oppervlakken van de (her)oververhitters (HT-OVO) die bovenin de vuurhaard zijn opgehangen.

In de 2<sup>e</sup> trek van de installatie (het gedeelte waar warmteoverdracht op hoofdzakelijk convectieve basis plaatsvindt) wordt het rookgas middels lage-temperatuur (her)oververhitters (LT-OVO) en economizers (ECO) verder gekoeld tot een temperatuur van 400-300 °C. Bij de eenheden Amer-8 en Gelderland-13 is in deze sectie een katalytische (SCR) DeNO<sub>x</sub> installatie ingebouwd. Door het met ammonia geïnjecteerde rookgas bij een gemiddelde temperatuur van 320 °C over een honeycomb katalysator te leiden, wordt circa 80% van de gevormde stikstofoxiden omgezet in stikstof.

Het rookgas wordt verder gekoeld tot circa 150 °C door koude verbrandingslucht voor te verwarmen (LUVU), waarna het stofbeladen rookgas door elektrostatische filters wordt geleid om vliegias te verwijderen. De e-filters hebben een verwijderingsefficiëntie van meer dan 99.5 %. De opgevangen vliegias wordt getransporteerd en opgeslagen in silo's.

De laatste bewerking van het gas betreft rookgasontzaveling middels natte wassing met een kalksteensuspensie in een tegenstrooms sproeitoren. Hierin wordt bij een gemiddelde temperatuur van circa 60 °C een gipsslurrie geproduceerd die vervolgens wordt gewassen en ontwaterd. Meer dan 85 % van het in het ongereinigde rookgas aanwezige SO<sub>2</sub> wordt hiermee verwijderd. Tenslotte wordt het gereinigde rookgas nog opgewarmd tot circa 80 °C - ten behoeve van voldoende trek in de schoorsteen - door warmtewisseling met het ongereinigde rookgas (dit vindt plaats in de GAVO).

Het steenkoolvergassingsproces, zoals dat wordt bedreven door Demkolec B.V. in het Limburgse Buggenum, vertoont behalve de aard en voorbereiding van de brandstof weinig overeenkomsten met poederkoolverbranding zoals hiervoor beschreven. Daar het productievolume van deze installatie slechts een klein deel van de Nederlandse elektriciteitsproductie uit steenkool beslaat, wordt in deze studie volstaan met een beknopte beschrijving van de belangrijkste kenmerken.



De vergasser is geënt op het Shell-vergassingsprocédé van een in hoge mate geïntegreerde KV-STEG. Volgens dit principe wordt onder verhoogde druk (28 bar) een stookgas met een verbrandingswaarde van 4.3 MJ/kg geproduceerd, dat in een gasturbine wordt verbrand. Opgewekte stoom uit het proces wordt naar een stoomturbine geleid, welke met de gasturbine middels één gezamenlijke as de generator aandrijft. Door verregaande integratie van deelprocessen, en de hoge procestemperatuur en -druk wordt een netto rendement van 43 %LHV bereikt bij een elektriciteitsproductie van 253 MW<sub>e</sub>.

Door gebruik te maken van zuivere zuurstof - geproduceerd in een luchtscheidingsfabriek - als oxidatiemedium wordt in de vergasser een zeer hoge vlamtemperatuur (2000-3000 °C, wellicht hoger) bereikt. De in de brandstof aanwezige as smelt hierdoor volledig en wordt als vliegslak op de keramische wand van de vergasser afgezet. De vloeibare slak wordt via een slak-tap uit het systeem gesluisd. De centrale omvat uitgebreide hoge-temperatuur gasreinigingssystemen ten behoeve van gasturbine en emissie-eisen, respectievelijk: stofverwijdering, natte wassing ten behoeve van de verwijdering van ammoniak en halogenen, HCN/COS conversie en tenslotte H<sub>2</sub>S verwijdering middels een Sulfinol proces gevolgd door zwavelproductie in een Claus fabriek.

### 3.2.4 Huidige mee-/bijstookinitiatieven

Voor alle kolengestookte eenheden zijn tot op heden initiatieven voor het mee- en/of bijstoken van biomassa/afval ontpleoid, waarvan een aantal inmiddels is gerealiseerd.

Tabel 3.3 Overzicht huidige mee-/bijstookinitiatieven kolencentrales.

Mee-/bijstook data	Gelderland-13	Amer-8	Amer-9	Borssele-12
Type	indir. meestook	dir. meestook	bijstook (vergassing)	bijstook
Brandstof type [kton/jaar]	sloophout <sup>2</sup> 60	papierslib 75	sloophout 150	fosforovengas <sup>3</sup> van Hoechst 50 Mm <sup>3</sup> /jr
Steenkoolsubst. [kton/jaar]	45	4,5	70	23
[MW <sub>e</sub> ]	20	5	25-30	12
[% energiebasis]	3	0,3	5	3
CO <sub>2</sub> -em. red. [kton/jaar]	110	11	170	0(?)
Inv. [Meuro]	13,6	?	38,1 (40,8?)	?
Status	operationeel	operationeel	afname testen	operationeel
Mee-/bijstook data	Maasvlakte-1	Maasvlakte-2	Buggenum-7	Hemweg-8
Type	dir. meestook		meestook	dir. meestook
Brandstof type [kton/jaar]	Biomass pellets <sup>1</sup> /kippenmest (Arcru-residuen) 150/40		divers	RWZI-slib <sup>4</sup> 75
Steenkoolsubst. [kton/jaar]	30/23			38(?)
[MW <sub>e</sub> ]	33/26			18(?)
[% energiebasis]	5/4			3
CO <sub>2</sub> -em. red. [kton/jaar]	78/60			92(?)
Inv. [Meuro]	7,0/-		?	?
Status	operationeel/beproefd		in studie	beproefd

<sup>1</sup> Biomass pellets: 60 m% papier/karton, 24 m% resthout, 16 m% compost.

<sup>2/3/4</sup> Neg. publieke opinie door: deels gewolmaniseerd/(F)>/(Hg)>

Behalve de initiatieven genoemd in tabel 3.3, bestaan er tevens een groot aantal plannen de mee-/bijstookcapaciteit bij de kolencentrales verder uit te breiden. Middels persoonlijke communicatie met vertegenwoordigers van de verschillende elektriciteitsproductiebedrijven is getracht meer duidelijkheid te krijgen betreffende deze plannen. Daar een groot aantal van de plannen nog vertrouwelijk zijn, worden alleen die plannen die dit stadium zijn gepasseerd vermeld.

#### *EPON*

In de Gelderland-13 centrale werd jaarlijks oorspronkelijk ca. 1.500.000 ton steenkool verbrand. Sinds 1998 wordt jaarlijks 45.000 ton steenkool gesubstitueerd door indirecte meestook van 60.000 ton sloop-/afvalhout. Het biomassa meestookpercentage bedraagt derhalve 3% op energiebasis, oftewel ca. 4% op massabasis. Er ligt thans een adviesaanvraag (MER) om het mee-/bijstookpercentage uit te breiden met 10% op energiebasis. Deze uitbreiding zal mogelijk geschieden middels: 1) een uitbreiding van de indirecte meestookcapaciteit, 2) directe meestook van biomassa met de steenkool en 3) bijstook van biomassa middels separate vergassing (zonder additionele lage-temperatuur stookgasreiniging). Het type biomassa dat additioneel zal worden mee-/bijgestookt zal beperkt blijven tot relatief schone materialen. Als selectiecriteria voor deze materialen zullen o.a. de volgende criteria worden gehanteerd: luchtemissie-eisen, kwaliteit vaste reststromen (as, gips -> deze moeten ook na mee-/bijstook commercieel kunnen worden afgezet) en potentiële bedrijfstechnische knelpunten ("slagging/ fouling").

#### *EPZ*

In de Amer-8 centrale wordt thans ca. 75.000 ton papierslib per jaar direct meegestookt. Hierdoor wordt jaarlijks 4.500 ton steenkool gesubstitueerd, resulterend in een vermeden CO<sub>2</sub> emissie van ca. 11.000 ton per jaar.

In de Amer-9 centrale wordt op korte-termijn een Lurgi-vergasser (incl. lage-temperatuur stookgasreiniging) commercieel in gebruik genomen. Middels deze vergasser zal 150.000 ton sloophout worden bijgestookt, resulterend in een steenkoolsubstitutie van ca. 70.000 ton/jaar en een vermeden CO<sub>2</sub>-emissie van 170.000 ton/jaar.

In de Borssele-12 centrale bestaan plannen om ca. 6000 ton d.b. RWZI-slib mee te stoken. (CO<sub>2</sub>-reductie: 7 kton/jaar, investering 1,2 MEuro). Op termijn wil men de meestook opvoeren tot 120 kton/jaar, waarvan een gedeelte uit RWZI-slib zal bestaan [24a].

Het productiebedrijf bestudeert thans de mogelijkheden om het mee-/bijstookpercentage biomassa bij alle centrales te verhogen. Hiervoor komen mogelijk behalve directe meestook tevens additionele bijstook in de vorm van vergassing (en pyrolyse?) in aanmerking.

#### *EZH*

In de Maasvlakte centrale worden thans per jaar ca. 150.000 ton "Biomass pellets" direct meegestookt. Voor de toekomst wordt een totale capaciteit 288.000 ton (10 massa% steenkoolvoeding) voorzien [24a]. T.b.v. de ontwikkeling van de meestook-optie heeft EZH een aparte dochteronderneming in het leven geroepen: Biomass Nederland B.V.. Onderzoek m.b.t. meestook van de biomassa pellets vindt plaats op een eigen faciliteit op het terrein van de Maasvlakte centrale. Tevens heeft EZH in Lochem een proefketel staan waarin de verbrandingscondities van de Maasvlakte centrale kunnen worden nagebootst. De pellets die door Biomass Nederland B.V. worden geproduceerd worden eerst in deze proefketel getest, alvorens ze daadwerkelijk in de centrale worden toegepast. De pellets worden thans in een separate aangrenzende fabriek geproduceerd uit: ca. 90.000 ton/jaar niet herbruikbaar papier uit de papier- en karton-verwerkende industrie, ca. 36.000 ton/jaar houtfracties (onbehandeld vers resthout) en ca. 24.000 ton/jaar compostfracties (GFT-, groen- en zuiveringscompost). Deze ca. 5% meestookactiviteit levert ca. 80 GWh aan duurzame elektriciteit en een CO<sub>2</sub>-reductie van ca. 78.000 ton per jaar op. De biobrandstof die thans wordt meegestookt wordt vooralsnog niet gedroogd. Er worden momenteel diverse scenario's t.a.v. droging bestudeerd, ter verbetering van de kwaliteit van de biobrandstof, met als insteek de stookwaarde van de biobrandstof te optimaliseren.

Tevens bestaan plannen 40.000 ton kippenmest direct mee te stoken. Deze ca. 4% meestook-activiteit levert potentieel additioneel ca. 60 GWh aan duurzame(?) elektriciteit en een additionele CO<sub>2</sub>-reductie van ca. 60.000 ton per jaar op. Ook bestaan plannen een stoomzijdig met de centrale geïntegreerde CFB-verbrandingsinstallatie voor biomassa te realiseren [24a]. Betreffende overige mogelijke alternatieve mee-/bijstookplannen zijn ten tijde van dit schrijven geen gegevens voorhanden.

#### *UNA*

In de Hemweg centrale vindt thans nog geen mee-/bijstook van biomassa plaats. Wel ligt er een uitvoeringsgereed project voor het direct meestoken van (6 w/w%) gedroogd RWZI-slib. Het betreft meestook van ca. 75.000 ton slib per jaar (LHV: 11-12 MJ/kg). Ofschoon de vergunning verstrekt is wacht UNA op garantiestellingen van het ministerie van VROM. Tevens zijn enige bijstookprojecten in studie, maar vooralsnog vertrouwelijk van karakter. Eén project waar UNA naar alle waarschijnlijkheid in participeert (aanvrager subsidie CO<sub>2</sub>-reductieplan: Ecosun, Utrecht, CO<sub>2</sub>-reductie: 140 kton/jaar, investering: 21,7 MEuro) is het voornemen tot de bouw van een tweetal vacuüm pyrolyse-eenheden (Pyrovac technologie) met een totale verwerkingscapaciteit van ca. 120 kton biomassa/jaar. De producten "char" en olie dienen als vervanger voor steenkool te worden ingezet in de Hemweg-8 centrale.

#### *Buggenum-7 (voorheen SEP)*

Het lot van deze vergassing-STEG centrale is ten tijde van dit schrijven onzeker. De centrale is te koop en zal als geïntegreerde KV-STEG, dan wel als aardgas-STEG worden gecontinueerd. I.o.v. Demkolec en Novem wordt thans een studie uitgevoerd waarin de mogelijkheden voor: 1) mee-/bijstook van biomassa/afval en 2) co-productie van secundaire energiedragers, voor de continuering als KV-STEG, nader wordt geanalyseerd.

### 3.2.5 Emissies

Poederkool gestookte installaties kennen gaszijdige, waterzijdige en stofzijdige emissies die zijn gerelateerd aan brandstofsamenstelling en procescondities. Aan al deze emissies worden voorwaarden gesteld op grond van wetgeving en/of toepassingseisen.

In het kader van de wetgeving hebben gaszijdige emissies betrekking op het door de schoorsteen uitgestoten rookgas, waterzijdige emissies op het behandelde afvalwater en stofzijdige emissies op de hoeveelheid met het rookgas geëmitteerde vaste stof (uitgedrukt als concentratie in het rookgas). Toepassingseisen - welke overigens eveneens een wettelijke grondslag kunnen hebben - zijn van kracht voor de vaste reststoffen: bodemas, vliegashoudend gips. De toepassingseisen worden verder toegelicht in paragraaf 3.2.6.

De regelgeving op het gebied van gas- en stofzijdige emissies van poederkoolcentrales zijn momenteel met name als het gaat om het mee- en bijstoken van biomassa- en reststromen, sterk in beweging. Zowel in Europees kader als binnen Nederland wordt gewerkt aan een nieuwe normstelling voor emissies gerelateerd aan energiewinning uit afval- en biomassa. Hieronder volgt een beschrijving van de huidige situatie en de Europese en nationale ontwikkelingen.

#### *Huidige situatie*

De emissie-eisen gesteld aan kolencentrales zijn geregeld in de Wet Milieubeheer, Besluit emissie-eisen stookinstallaties milieubeheer A en B (BEES-A en BEES-B). Voor bijstoken in kolencentrales tot 10% geldt de bijstookcirculaire uit 1994 als richtlijn. De vergunningverlener baseert een af te geven vergunning dus op het BEES-A (installaties met een vermogen > 0,9 MW<sub>th</sub>), welke tot 10% bijstook zonodig wordt aangevuld met eisen uit het BLA. Indien meer dan 10% wordt bijgestookt, gelden de algemene grenswaarden voor procesemissies uit de Nederlandse Emissie Richtlijnen (NER, 1992).

Tenslotte is in dit kader van belang dat de NER bijzondere regelingen omvatten voor het verwerken van biomassa in installaties die bedreven worden met een ondermaat zuurstof (pyrolyse en vergassing), en voor installaties voor verbranding van communaal (RWZI) en daarmee gelijk te stellen industrieel afvalwaterzuiveringsslib.

#### *Regelgeving in ontwikkeling*

VROM ontwikkelt in het licht van de Europese herziening van richtlijnen voor Large Combustion Plants (LCP's) en voor AVI's een nieuw normstellingsvoorstel dat o.a. de mee- en bijstook van zowel schone als niet-schone biomassa en afval in kolencentrales eenduidig moet regelen [22]. In het VROM normstellingsvoorstel worden voor *alle* biomassa en afval gelijke eisen gesteld aan de typische emissies NO<sub>x</sub> en stof. De SO<sub>2</sub>-eis voor *schone* biomassa wordt afgestemd op de verwachte zwavelemissie bij gemiddeld zwavelgehalte.

*Vuile* stromen krijgen daarnaast eisen voor o.a.: zware metalen, HF, HCl en dioxines uit de EU-afvalverbrandingsrichtlijn.

Voor het bijstoken in bestaande installaties zal de "mixing rule" gelden voor SO<sub>2</sub>, stof, HCl, HF, GOV en CO. NO<sub>x</sub> hoeft niet apart te worden geregeld, maar valt in Nederland onder kostenverevening\*. Eisen aan dioxines gelden voor de gehele rookgasstroom. VROM zal strengere eisen stellen voor kwik dan de EU-afvalverbrandingsrichtlijn. Preventief zal VROM - anders dan de EU-richtlijn - de emissie-eisen voor zware metalen laten gelden voor dat deel afkomstig van het bijgestookte afval en/of biomassa.

Een gedetailleerd overzicht van de huidige en in ontwikkeling zijnde emissie-eisen en emissie-richtlijnen is te vinden in tabel 3.4.

#### *Trends*

Voor het bijstoken van meer dan 10% *schone biomassa* worden in het VROM normstellingsvoorstel slechts eisen gesteld aan de emissies van SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> en stof.

De grenswaarden voor SO<sub>2</sub> en stof zijn in geringe mate strenger in vergelijking met zowel het BEES als de EU-richtlijn voor kolencentrales. NO<sub>x</sub> hoeft voor bijstoken niet apart geregeld omdat dit in Nederland valt onder kostenverevening.

Voor het bijstoken van *niet-schone biomassa* worden in aanvulling op SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> en stof eisen gesteld aan stoffen genoemd in het BLA. Hoewel de grenswaarden voor bijstook van niet-schone biomassa en voor AVI's numeriek grotendeels gelijk zijn, zijn de eerste strenger te noemen daar de waarden voor bijstook betrokken worden op een zuurstofpercentage van 6, terwijl voor de BLA-waarden een zuurstofpercentage van 11 wordt gehanteerd. De emissie-eis die in de EU-richtlijn voor bijstook van niet-schone biomassa wordt opgelegd voor de som van een twaalfstal zware metalen, wordt in het VROM normstellingsvoorstel opgelegd voor de som van een negental zware metalen (de metalen Sn, Se en Te zijn hier weggelaten). In het VROM voorstel geldt de zware metalen eis voor het rookgas afkomstig van het biomassa-deel van de brandstof, in de EU-richtlijn voor de gehele rookgasstroom.

De eis tenslotte die wordt gesteld aan de emissie van kwik wordt door VROM herleid naar een brandstof-eis om zo de door bijstook in Nederland geëmitteerde absolute hoeveelheid kwik aan banden te leggen.

---

\* Kostenverevening: Er wordt de keuzemogelijkheid geboden om aan NO<sub>x</sub>-reductieverplichtingen te voldoen middels fysieke maatregelen danwel middels medefinanciering van elders getroffen maatregelen.

Tabel 3.4 *Huidige en in ontwikkeling zijnde emissie-eisen en –richtlijnen.*

	Maximale emissiewaarden – NL				Maximale emissiewaarden - EU		
	Kolen + ≤10% <sup>0)</sup> bijstook schone biomassa	Kolen + >10% <sup>0)</sup> bijstook schone biomassa <sup>4)</sup>	Kolen + bijstook niet-schone biomassa	AVI's	Kolen + bijstook schone biomassa	Kolen + bijstook niet-schone biomassa <sup>4)</sup>	AVI's
	Conform Referentie	BEES A – 1992	voorstel VROM <sup>5)</sup>	voorstel VROM	BLA	LCP <sup>10)</sup> -guideline	LCP-guideline
	6 vol% O <sub>2</sub>	6 vol% O <sub>2</sub>	6 vol% O <sub>2</sub>	11 vol% O <sub>2</sub>	6 vol% O <sub>2</sub>	6 vol% O <sub>2</sub>	11 vol% O <sub>2</sub>
SO <sub>2</sub>	200	150 m.r. <sup>6)</sup>	50 m.r.	40	200	50 m.r.	50
NO <sub>x</sub>	200	KV <sup>7)</sup>	KV	70	300	200/400 <sup>11)</sup> m.r.	200/400
HCl	--	--	10 m.r.	10	--	10 m.r.	10
HF	--	--	1 m.r.	1	--	1 m.r.	1
Stof	20	10 m.r.	10 m.r.	5	50	10 m.r.	10
Totaal zw. metalen: Sb, Pb, Cr, Cu, Mn, V, As, Co, Ni, Sn, Se, Te	--	--	--	1	--	0.5	0.5
Totaal zw. metalen: Sb, Pb, Cr, Cu, Mn, V, As, Co, Ni	--	--	0.5 b.r.g. <sup>8)</sup>	--	--	--	--
Cd	--	--	--	0.05	--	--	--
Cd + Tl	--	--	0.05 b.r.g.	--	--	0.05	0.05
Hg	--	--	≤ 0.4 mg/kg voor pbs≤10 <sup>9)</sup> ; ≤ 4/pbs mg/kg voor pbs>10	0.05	--	0.0075	0.05
CO	--	--	50 m.r.	50	--	50 m.r.	--
GOV <sup>1)</sup>	--	--	10 m.r.	10	--	10 m.r.	10
PCDD + PCDF <sup>2)</sup>	--	--	0.1 b.r.g.	0.1	--	0.1	0.1

- 0) procenten op massabasis
- 1) gasvormige organische verbindingen (ook wel  $C_xH_y$ )
- 2) polychloordibenzodioxinen, -dibenzofuranen; concentraties uitgedrukt in  $ng\ I\text{-}TEQ/m^3$  (toxiciteitsequivalenten van 3,4,7,8-TCDD)
- 3) situatie Borssele-12 / Amer-8 / Amer-9 (conform AMvB BEES-A en covenant SEP)
- 4) de volgende biomassa wordt volgens de EU-richtlijn gedefinieerd als schoon: plantaardige materialen uit land-/bosbouw, plantaardig afval uit land-/bosbouw of uit de voedingsmiddelen-industrie, houtafval (excl. hout dat gehalogeneerde organische verbindingen of zware metalen kan bevatten als gevolg van behandeling, en excl. behandeld hout afkomstig uit bouw- en sloopafval), en kurkafval
- 5) dit betreft het normstellingsvoorstel voor mee-/bijstook van biomassa en afval; concentraties gelden voor droog rookgas bij 6 vol% zuurstof
- 6) volgens mixing rule met eisen voor kolencentrale; overigens verbiedt het Besluit zwavelgehalte brandstoffen het gebruik van vaste brandstoffen met een zwavelgehalte van méér dan 1.2%
- 7) het KostenVerevening-beginsel geeft de keuzemogelijkheid om aan  $NO_x$  reductieverplichtingen te voldoen middels fysieke maatregelen danwel middels medefinanciering van elders getroffen maatregelen
- 8) betrokken op biomassa-rookgas; de emissie-eis volgend uit de mixing rule kan in de praktijk worden gelijk gesteld aan die op b.r.g.-basis, uitgaande van het standpunt dat, indien bij 100% kolenstook de vergunningseis wordt overschreden, deze onderscheiding niet wordt gebruikt voor het mee-/bijstoken van biomassa/afval met een hogere concentratie van de geëmitteerde component
- 9) massa percentage bijstook
- 10) Large Combustion Plant
- 11) het criterium voor 200 of 400  $mg/Nm^3$  ligt bij de verwerkingscapaciteit van 3 ton/hr

### 3.2.6 Toepassingseisen rest-/afvalstromen

#### *Introductie*

De afzet van de vaste rest-/afvalstromen die vrijkomen bij poederkool-gestookte E-centrales is van essentieel belang voor een gezond financieel-economisch bedrijf van deze installaties. De belangrijkste vaste reststromen die vrijkomen zijn: 1) vliegias en 2) gips uit de rookgas-ontzwavelingsinstallatie. Het vliegias wordt thans afgezet in de cement- en betonindustrie; terwijl het geproduceerde gips wordt afgezet in de chemische industrie. Mee-/bijstook van biomassa (en afval) resulteert in de introductie van biomassa/afval-specifieke verontreinigingen in de totale vliegias- en gipsstroom. De introductie van deze verontreinigingen zou mogelijk negatieve gevolgen kunnen hebben op de commerciële afzetbaarheid van genoemde vaste reststromen, doordat van toepassing zijnde regelgeving m.b.t. de kwaliteit van deze reststromen in het geding komt. De commerciële afzetbaarheid van genoemde producten dient, mede op grond van het grote volume, te allen tijde te worden gewaarborgd. Dit houdt in dat het percentage biomassa/afval dat kan worden mee-/bijgestookt, afhankelijk van de samenstelling van deze brandstoffen, mogelijk wordt beperkt t.g.v. de kwaliteitseisen van de geproduceerde vaste reststromen.

In het geval van bijstook van biomassa/afval wordt er bij een aantal concepten (separate vergassing, verbranding + stoomzijdige integratie) een additionele vaste reststroom geproduceerd, te weten bodemas uit de reactor. Ook voor deze reststroom dient een afzetmarkt gevonden te worden.

Het ECN heeft in 1999/2000 voor Novem een studie verricht getiteld “Verkennde Evaluatie Kwaliteitsbeïnvloeding Poederkoolvliegias: Bijstoken van Biomassa in een Poederkoolcentrale of Bijmenging van Biomassa-assen met Poederkoolvliegias”. Onderstaande tekst is grotendeels gebaseerd op de resultaten van deze studie, zoals gerapporteerd in het ECN-rapport van augustus 2000 [25].

#### *Kwaliteitseisen vliegias*

Beoordelingsaspecten voor commerciële toepassing van poederkoolvliegias (pkva) zijn van technische en milieutechnische aard. Gebruik van pkva in cement of beton is gelimiteerd door technische randvoorwaarden beschreven in normen. De milieutechnische randvoorwaarden worden door de toepassings sfeer van de materialen in bouwconstructies gegeven door het Bouwstoffenbesluit.

De kwaliteit van pkva in de huidige afzet richting cementproductie, toepassing als gedeeltelijke cementvervanging en als vulstof in beton wordt in belangrijke mate bepaald door de samenstellingscriteria (chloride, sulfaat en koolstof) en door de korrelgradatie/-structuur van de as. Biomassa-as kan zowel t.a.v. de samenstellingscriteria en de korrelgradatie/-structuur van invloed zijn op de kwaliteit van het asmengsel. Dit geldt zowel indien direct een asmengsel wordt geproduceerd, als bij menging van separaat geproduceerde biomassa-as en kolenas. Naast de technische specificaties is tevens het uitlooggedrag van het asmengsel van belang om te garanderen dat de kwaliteit van het eindproduct aan gestelde eisen, zoals vastgelegd in het Bouwstoffenbesluit, voldoet.

Gebruik van pkva in cement of beton is gelimiteerd door technische randvoorwaarden (chemische- en fysische eisen) beschreven in een tweetal normen (NEN-EN-450, CUR-70). Voor toepassing in cement (en mortels) gelden eisen zoals genormeerd in NEN-EN-450. Deze eisen omvatten eigenschappen zoals: bindtijd, verwerkbaarheid, sterkte-ontwikkeling en activiteitenindex. De eisen voor toepassing in beton omvatten eigenschappen zoals: verwerkbaarheid, druksterkte, activiteiten-index, de k-waarde en visuele aspecten.

In het Bouwstoffenbesluit wordt op basis van de samenstelling en de uitloogbaarheid aangegeven welke materialen als bouwstof kunnen worden toegepast. Categorie-I materialen kunnen vrij worden toegepast; terwijl bij toepassing van categorie-II materialen bepaalde isolatievoorzieningen dienen te worden getroffen.

Er wordt onderscheid gemaakt tussen vormgegeven (monolithische) en niet-vormgegeven (granulaire) materialen. De uitloging van vormgegeven materialen kan worden getoetst middels uitvoering van een standaardtest (NEN-7345); terwijl die voor niet-vormgegeven materialen getoetst kan worden middels uitvoering van een kolomproef (NEN-7343). Chemische factoren die de uitloging van elementen uit diverse vaste matrices controleren zijn: de pH, de redox-potentiaal, oplosbare anorganische/organische verbindingen en precipitatie-/sorptieprocessen.

Pkva bestaat voornamelijk uit bolvormige glasachtige deeltjes opgebouwd uit  $\text{SiO}_2$  en  $\text{Al}_2\text{O}_3$  en het vertoont pozzolane eigenschappen. Pkva wordt toegepast bij de productie van cement en als vulstof in beton. Het betreft in dit geval een hoogwaardige toepassing met een hoge afzet.

Biomassa-as komt separaat vrij bij de thermische verwerking (verbranding, vergassing, pyrolyse) van biomassa; terwijl het bij mee-/bijstook van biomassa in kolengestookte E-centrales als een mengsel met kolenas uit het proces wordt afgescheiden. De kwaliteit van biomassa-as is in zijn algemeenheid niet eenduidig vast te stellen, enerzijds door het beperkt aantal huidige locaties van productie, anderzijds door de grote variëteit aan potentieel toepasbare biobrandstoffen (zie hoofdstuk 1., bijlage 1.). Daar er nog nauwelijks (praktische) informatie betreffende de specifieke samenstelling van biomassa-assen beschikbaar is, zal de samenstelling van de biomassabrandstoffen, zoals deze bijvoorbeeld is opgenomen in de ECN data-base Phyllis, en een inschatting betreffende de verdeling van de samenstellende componenten over de as- en de gasfase, in deze studie worden gehanteerd om een indruk te krijgen van de samenstelling van het geproduceerde biomassa-as (zie paragraaf 3.4, bijlage 3.).

#### *Kwaliteitseisen gips*

De kwaliteitseisen voor gips waren ten tijde van dit schrijven nog niet voorhanden.

#### *Afzetmarkt bodemas*

Biomassa/afval bodemas (separate vergassing/verbranding) kan mogelijk op de volgende wijzen worden afgezet: 1) separaat in bouwproducten overeenkomstig poederkoolvliegias, 2) gemengd met poederkoolvliegias voor toepassing in bouwproducten en 3) separaat als grondstof voor de kunstmestindustrie of als meststof voor bijvoorbeeld energieplantages/bossen. Welke toepassing geschikt is is sterk afhankelijk van de specifieke brandstof en de gehanteerde procescondities en dient derhalve situatie specifiek te worden beoordeeld.

#### *Mee-/bijstook biomassa/afval*

Mee-/bijstook van biomassa/afval kan zowel t.a.v. de samenstellingscriteria als t.a.v. de korrelgradatie/-structuur van invloed zijn op het uiteindelijk geproduceerde asmengsel. Naast deze technische specificaties is tevens het uitlooggedrag van het asmengsel van belang om zeker te stellen dat de kwaliteit van het eindproduct aan de milieuhygiënische specificaties van het Bouwstoffenbesluit voldoet.

Separate verbranding/vergasning van biomassa resulteert in een biomassa-as met een onregelmatige vorm. Bijmenging van dit type as bij pkva oefent een negatieve invloed uit op de verwerkbaarheid van het mengsel in cementgebonden producten. Afhankelijk van de procescondities en de specifieke brandstofeigenschappen resulteert een biomassa-as met een percentage onverbrande koolstof. Hoe hoger het percentage onverbrande koolstof, des te groter de waterbehoefte bij verwerking en des te lager de eindsterkte van cementgebonden producten.

Directe mee-/bijstook van biomassa in een kolengestookte ketel resulteert in hogere concentraties van componenten zoals: As, Hg, F, Cl en Br in het rookgas, wat mogelijk negatieve consequenties zou kunnen hebben op de kwaliteit van het geproduceerde rookgasontzwavelingsgips. De potentiële aanwezigheid van biomassa/afval-gerelateerde hoge concentraties smeltpunt-verlagende bestanddelen (Ca, Mg) kan tijdens de conversie leiden tot een sterkere versmelting van de asdeeltjes, dan normaal bij kolenbedrijf optreedt.



Dit kan potentieel resulteren in een verschuiving van de gemiddelde deeltjesgrootteverdeling van de vlieggas naar een groter deeltjesspectrum. Dit is ongunstig vanuit het perspectief van verwerking in cement en beton.

Verwacht wordt dat m.b.t. de commerciële toepasbaarheid van het asmengsel het niet uitmaakt of biomassa direct wordt mee-/bijgestookt, of dat separate thermische biomassaconversie plaatsvindt, waarna de biomassa-as met de pkva wordt gemengd. Voor beide alternatieven geldt dat grenswaarden m.b.t. Cl, SO<sub>4</sub> en oplosbare zouten een potentiële limitering vormen voor de technische kwaliteit van cementgebonden producten.

Uit recent onderzoek is gebleken dat voor veel toepassingsvormen van cement in de gebruiksfase weinig problemen te verwachten zijn. Eventuele problemen gaan zich pas voordoen bij recycling en hergebruik van bouw- en sloopafval als ongebonden aggregaat. Als in die eindsituatie ongewenst uitlooggedrag optreedt, is het van belang hierop tijdig te anticiperen door limiteringen voor het mee-/bijstookpercentage voor biomassa/afval te hanteren. Uit het aangehaalde onderzoek blijkt dat op de lange-termijn elementen (oxy-anionen) als Mo, Cr, Se e.d. belangrijker zijn dan metalen, die onder de overwegend neutrale condities op lange-termijn een minimale uitloging vertonen.

Op grond van de in deze paragraaf weergegeven informatie kan vooralsnog geen eenduidige uitspraak worden gedaan over de commerciële afzetbaarheid van de geproduceerde vaste rest-/afvalstromen bij mee-/bijstook van biomassa in poederkoolcentrales. Hiervoor is additioneel experimenteel werk noodzakelijk.

In paragraaf 3.4 wordt getracht aan te geven in hoeverre en met welke specifieke componenten de vaste rest-/afvalstromen van poederkoolcentrales extra worden belast in het geval van mee-/bijstook van een 15-tal (zie par. 2.5) schone en niet-schone biomassa-/afvalstromen.

### 3.3 Mee-/bijstookconcepten voor biomassa/afval

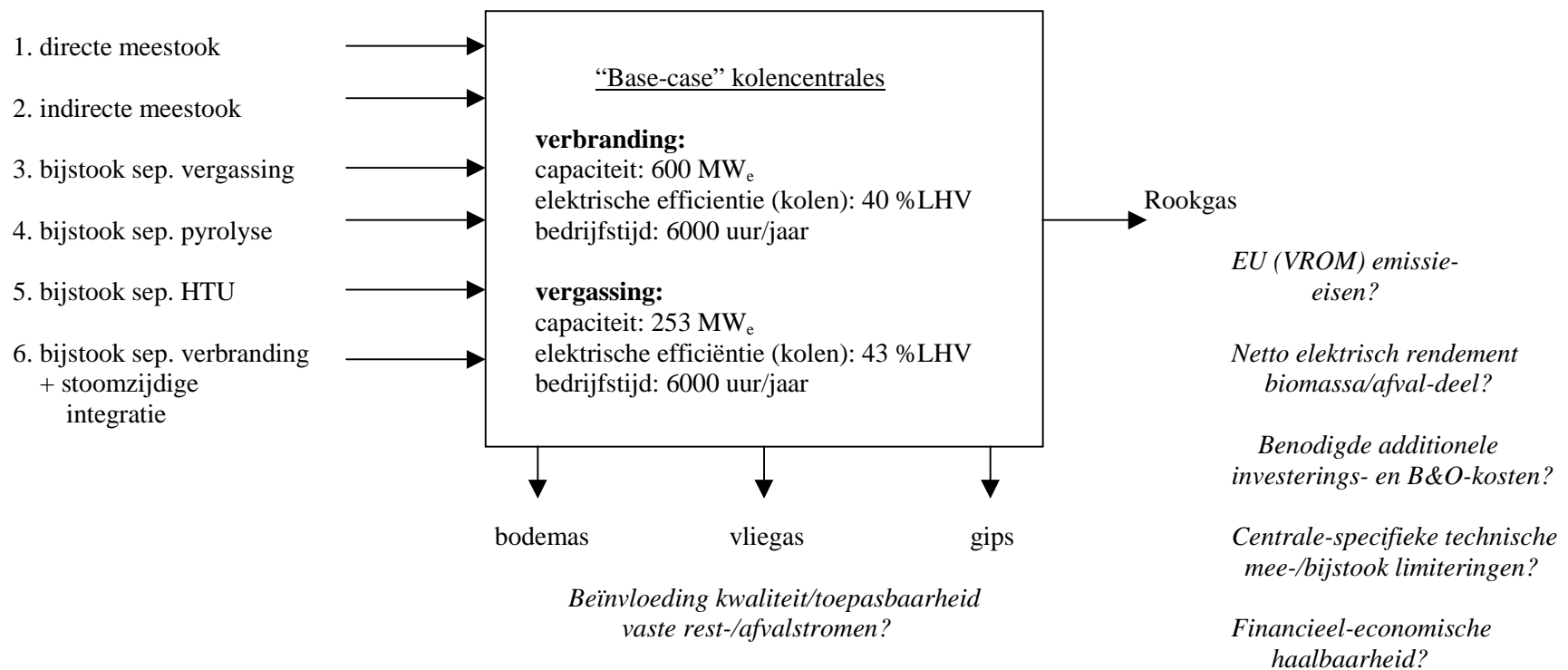
Onderstaand wordt een schematisch overzicht gegeven van de verschillende mee-/bijstookconcepten die nader zijn geanalyseerd. Tevens wordt cursief aangegeven op welke vragen in het resterende deel van dit hoofdstuk nader zal worden ingegaan.

#### Input

biomassa/afval: 10 en 40% totale plantinput op energetische basis

#### Output

elektriciteit



In deze paragraaf komen de volgende items aan de orde:

- Weergave van de belangrijkste kengetallen van de “base-case” kolenverbrandingscentrale en kolenvergassingscentrale.
- Een korte beschrijving van de verschillende mee-/bijstookopties.
- De methodiek die is gehanteerd ter bepaling van de belangrijkste kengetallen (netto elektrisch rendement biomassa-/afvaldeel, additioneel benodigde investerings- en B&O-kosten) van de verschillende mee-/bijstookopties.
- De resultaten van de uitgevoerde systeemanalyses.

In de volgende paragraaf (3.4) wordt uitgebreid ingegaan op het milieutechnisch mee-/bijstookpotentieel van biomassa en afval (beïnvloeding emissies, kwaliteit vaste rest-/afvalstromen, potentiële centrale specifieke mee-/bijstookbeperkingen); terwijl de financieel-economische aspecten in paragraaf 3.5 worden behandeld.

### 3.3.1 Kengetallen “base-case” centrales

Als “base-case” poederkoolverbrandingscentrale is een centrale gedefinieerd met de volgende kengetallen: capaciteit: 600 MW<sub>e</sub>, netto elektrische efficiëntie (steenkool): 40 %LHV en een bedrijfstijd van 6000 uur per jaar. Deze centrale is representatief voor de “nieuwe” centrales in Nederland (Amer-9, Hemweg-8). De “oude” centrales (zie tabel 3.1) zijn qua capaciteit iets kleiner. Voor de doelstelling van deze studie – de bepaling van het mee-/bijstookpotentieel van biomassa/afval – is deze benadering, de definiëring van één “base-case” centrale en extrapolatie van de berekeningsresultaten naar zowel de capaciteiten van de “oude” als “nieuwe” centrales, als uitgangspunt gehanteerd. Dit is op grond van de capaciteitsverschillen in de te realiseren additionele apparatuur in het geval van 10 en 40% mee-/bijstook als realistisch ingeschat. Als “base-case” poederkoolvergassingscentrale is een centrale gedefinieerd met de kengetallen overeenkomend met de van de Demkolec-centrale in Buggenum: capaciteit: 253 MW<sub>e</sub>, netto elektrische efficiëntie (steenkool): 43 %LHV en een bedrijfstijd van 6000 uur per jaar (aannee overeenkomend met die van de verbrandingscentrales).

### 3.3.2 Beschrijving mee-/bijstook opties

#### *Directe meestook*

Bij dit concept wordt de biomassa-/afvalbrandstof, zonder voorafgaande voorbehandeling, tezamen met de steenkool verkleind in reeds aanwezige kolenmolens. Het steenkool/biomassa (afval)mengsel wordt gezamenlijk via de bestaande steenkoolvoeding aan de centrale gevoed en verbrand m.b.v. conventionele kolenbranders.

#### *Indirecte meestook*

Bij dit concept wordt de biomassa-/afvalbrandstof separaat verpoederd m.b.v. een installatie overeenkomstig die thans wordt toegepast bij de Gelderland-13 centrale van EPON. De verpoederde brandstof wordt separaat aan de centrale gevoed en verbrand m.b.v. speciale branders.

#### *Bijstook middels separate vergassing*

Bij dit concept worden twee opties onderscheiden, te weten:

1. Vergassing waarna het “hete” stookgas zonder stookgasreiniging direct aan de centrale wordt gevoed. Deze optie komt overeen met een installatie die thans operationeel is in Finland (Pyroflow-technologie Foster Wheeler, Kymijärvi centrale in Lathi).
2. Vergassing waarna het stookgas eerst wordt gereinigd middels lage-temperatuur “natte” gasreiniging, waarna het voorgereinigde stookgas aan de centrale wordt gevoed. Deze optie komt overeen met de installatie (Lurgi-technologie) die thans is gerealiseerd bij de Amer-9 centrale van EPZ te Geertruidenberg.

Bij beide opties wordt de biomassa-/afvalbrandstof voorbehandeld (drogen, verkleinen) tot de specificaties gedefinieerd door de specifieke vergassingsprocedé's, wordt de benodigde vergassingslucht voorverwarmd tot 400°C door warmte-uitwisseling met het stookgas en wordt het stookgas in de centrale m.b.v. speciale branders verbrand.

#### *Bijstook middels separate pyrolyse*

Zoals wordt weergegeven in tabel 3.5, zijn er verschillende typen pyrolyseprocessen te onderscheiden.

Tabel 3.5 *Vergelijking hoofdenmerken pyrolyseprocessen*

Type	Verwarmings-snelheid [°C/s]	Verblijftijd [s]	Temperatuur [°C]	Hoofdproduct
Langzame pyrolyse	$\ll 1$	300 – 1800	400 600	char gas, olie, char
Snelle pyrolyse	500 – 100.000	0,5 – 5	500-650	Olie
“Flash” pyrolyse	$> 10^5$	$< 1$ $< 1$ $< 0,5$	$< 650$ $> 650$ 1000	Olie Gas Gas

Langzame pyrolyse wordt typisch gebruikt voor de productie van houtskool (“char”). Bij een relatief lage temperatuur en lange verblijftijd wordt de houtskoolproductie gemaximaliseerd. Deze technologie is state-of-the-art en wordt uitgevoerd in batch-processen of roterende trommels.

Snelle pyrolyse bij een temperatuur van ca. 650°C en een korte verblijftijd ( $< 2s$ ) resulteert in een maximale pyrolyse-olie productie. Deze technologie om olie te produceren is sterk in ontwikkeling, waarbij o.a. aandacht wordt besteed aan de reactorontwikkeling voor een verbeterde proceseconomie, de olieopbrengst en –kwaliteit en methoden voor de opwerking van de olie. Er zijn inmiddels een groot aantal pilot plants gerealiseerd, gebaseerd op de volgende technologieën: BFB (Dynamotive, Ensyn, Wellman), CFB, Rotating Cone (BTG), vacuüm roosterbed pyrolyse (Pyrovac), entrained-flow pyrolyse en “ablative” reactoren (Aston University).

“Flash” pyrolyse ( $T > 700^\circ\text{C}$ ,  $\tau < 1s$ ) resulteert in een maximale pyrolysegas productie (tot ca. 80%). Een deel van het gas wordt gebruikt voor indirecte warmtelevering aan de pyrolyse-reactor. Toepassing van deze technologie voor de productie van stookgas vindt vanwege het kostenaspect niet plaats. Om deze technologie financieel-economisch gunstig toe te kunnen passen dienen producten met een hoge marktwaarde te worden geproduceerd (chemicaliën, transportbrandstoffen).

Vanwege de verschillende producten/kenmerken van genoemde pyrolyseprocessen, zullen de eerstgenoemde twee processen beiden worden beschouwd, te weten:

1. Langzame pyrolyse: Bij dit concept wordt de verkleinde biomassa-/afvalbrandstof onder relatief milde condities (atmosferisch, 450°C) gepyrolyseerd. Hierdoor wordt relatief veel “char” geproduceerd. De pyrolyse wordt uitgevoerd middels een vereenvoudigd Gibros-Pec procédé, inclusief teerkraker. De “char” wordt tezamen met de steenkool m.b.v. de conventionele route verwerkt. Het pyrolysegas wordt deels (ca. 15%) aangewend voor de indirecte verwarming van het pyrolyseproces. Het overige deel wordt: a) voor relatief schone biomassastromen, tezamen met het rookgas, direct aan de ketel gevoed, of b) voor meer verontreinigde biomassastromen, na lage-temperatuur gasreiniging, tezamen met het rookgas, indirect aan de ketel gevoed. Voor dit concept is het uitgangspunt dat behalve de “char” ook de energie-inhoud van het pyrolysegas voor elektriciteitsproductie wordt aangewend. **Indien dit om technische- en of economische redenen niet mogelijk is, d.w.z. dat alleen de “char” fractie kan worden aangewend, dan is dit concept uit energetisch oogpunt niet erg veelbelovend (slechts ca. 45% van de energie-inhoud van de biomassa bevindt zich na pyrolyse in de “char” fractie).**

2. Snelle pyrolyse (Pyrovac procédé): Bij dit concept wordt de verkleinde en gedroogde biomassa-/afvalbrandstof bij een min of meer constante temperatuur van 500°C en een druk van 0,15 bar gepyrolyseerd. Hierbij wordt ca. 70% van de energie-inhoud van de brandstof omgezet in olie, ca. 15% in char en ca. 15% in pyrolysegas. Het gas wordt gebruikt voor de interne warmte-voorziening van het pyrolyseproces; terwijl de olie en de char aan de kolenketel worden gevoed. Daar de meeste verontreinigingen zich concentreren in de olie en “char” fractie, is deze technologie uitsluitend geschikt voor de verwerking van relatief schone biobrandstoffen.

#### *Bijstook middels separate “Hydro Thermal Upgrading” (HTU)*

Bij dit concept wordt de verkleinde biomassa-/afvalbrandstof in vloeibaar water bij een druk van ca. 120-180 bar en een temperatuur van 300-350°C omgezet in “biocrude”, een hoog-calorische op zware ruwe olie gelijkende brandstof. Deze “biocrude” wordt separaat aan de centrale gevoed en aldaar verbrand m.b.v. specifieke branders. Het HTU-proces (BIOFUEL VOF) bevindt zich thans in de ontwikkelingsfase en de verwachting is dat het proces rond 2010-2015 beschikbaar komt voor toepassing op middelgrote schaal in Nederland.

#### *Bijstook middels separate verbranding en stoomzijdige integratie*

Bij dit concept wordt de verkleinde biomassa-/afvalbrandstof verbrand in een conventionele specifiek voor biomassa ontworpen verbrandingsinstallatie. M.b.v. het rookgas wordt stoom geproduceerd in een conventionele stoomketel, waarna het rookgas wordt gereinigd en geëmitteerd. Door de relatief lage verbrandingstemperatuur (o.a. vanwege het lage assmelpunt van biomassa) wordt een lage kwaliteit stoom geproduceerd, waarmee in een gekoppelde turbine met een relatief lage efficiëntie elektriciteit kan worden geproduceerd. Door de stoom niet aan een separate stoomturbine te voeden maar, voor zover mogelijk, te voeden aan het stoomsysteem van een grootschalige E-centrale, kan door opwaardering van de kwaliteit van de stoom, met een hogere efficiëntie elektriciteit worden geproduceerd. Daar aan een bestaand stoomcircuit, ondanks dat deze systemen veelal worden overgedimensioneerd, de toevoer van externe stoom beperkt is (dit is sterk afhankelijk van een bestaande specifieke infrastructuur), is bijstook middels dit concept beperkt. Losstaand van dit project, is het aan te raden dit centrale specifiek nader te analyseren.

### 3.3.3 Analyse methodiek

Voor de verschillende mee-/bijstookconcepten is middels uitvoering van indicatieve systeem-analyses de overall energiebalans en het netto elektrisch rendement voor de conversie van de biomassa-/afvalbrandstof bepaald. De benodigde additionele investeringskosten voor mee-/bijstook zijn bepaald middels op-/afschaling van kostendata van commercieel verkrijgbare (operationele) apparatuur. Voor de jaarlijkse B&O-kosten is een percentage van de investeringskosten gehanteerd, specifiek (en onafhankelijk van de schaalgrootte) voor toepassing van de beschouwde technologie. Een overzicht van de technische- en economische kengetallen die zijn gebruikt in de indicatieve systeemanalyses wordt weergegeven in bijlage 2. Deze kengetallen zijn verzameld middels raadpleging van de volgende bronnen [26-37].

*Vanwege het karakter van de berekeningen dienen de resultaten als indicatief te worden beschouwd. De resultaten dienen te worden gebruikt als 1<sup>e</sup>-selectie criterium tussen de verschillende mee-/bijstookconcepten, waarna in een vervolgtraject d.m.v. uitgebreide stationaire systeemberekeningen de overall massa- en energiebalansen in meer detail worden bepaald. Door contact te leggen met leveranciers van verschillende systeemcomponenten kan tevens een meer gedetailleerd inzicht worden verkregen in de daadwerkelijk benodigde additionele investeringskosten.*

Voor de concepten is aangenomen dat de biobrandstoffen direct, d.w.z. zonder additionele droging, worden geconverteerd. Indien het vochtpercentage van de biobrandstoffen dit niet toelaat (eisen per concept: 1.: vergelijkbaar met steenkool, 2.: 15% vocht, 3.1: 60% vocht, 3.2: 15% vocht, 4.1: 15% vocht, 4.2: 15% vocht, 5.: geen, 6.: 15% vocht, dient additionele droging te worden toegepast. Droging kan plaatsvinden in een zogenaamde trommeldroger, waarin “heet” rookgas (ca. 200°C om de drijvende kracht in de droger voldoende te laten zijn om de afmetingen, lees investeringskosten, van de droger binnen de perken te houden) als direct droogmedium wordt toegepast. Een alternatief is gebruik te maken van een stoomdroger, waarbij een klein deel van de opgewekte stoom in de ketel wordt gebruikt als indirect droogmedium. Beide opties resulteren, afhankelijk van het initiële vochtpercentage van de brandstof en de eisen m.b.t. tot het brandstofvochtgehalte opgelegd door de conversie-apparatuur, in een lager totale elektrische systeenefficiëntie. Tevens nemen de additionele investeringskosten aanzienlijk toe.

### 3.3.4 Resultaten systeemanalyses

De resultaten van de systeemanalyses worden weergegeven in tabellen 3.6 (mee-/bijstook in “base-case” kolenverbrandingscentrale) en 3.7 (mee-/bijstook in “base-case” kolenvergassingscentrale). Deze resultaten worden in paragraaf 3.5 gebruikt voor de financieel-economische analyse van de verschillende mee-/bijstookconcepten. De resultaten worden bediscussieerd in paragraaf 3.6.

## 3.4 Milieutechnisch mee-/bijstookpotentieel

### 3.4.1 Uitgangspunten

Vanwege het ontbreken van specifiek benodigde data (de verdeling van de diverse componenten over de diverse deelstromen) betreffende de poederkoolvergassingscentrale, wordt in deze paragraaf uitsluitend indicatief ingegaan op de poederkoolverbrandingscentrale.

Er worden berekeningen gepresenteerd aan de hand waarvan kan worden vastgesteld aan welke eisen biomassabrandstoffen dienen te voldoen, om onder de EU emissie-eisen (en de nieuwe normstelling zoals voorgesteld door VROM) te kunnen worden mee- of bijgestookt. Bij het uitvoeren van deze berekeningen zijn de volgende uitgangspunten gehanteerd:

- De emissie-eisen zoals van toepassing in de EU, geldend voor schone danwel niet-schone biomassa. Een overzicht van deze eisen i.r.t. overige regelgevingen is reeds gepresenteerd in tabel 3.4. Er zal tevens geringe aandacht worden besteed aan de emissie-eisen zoals voorgesteld door VROM.
- Voor schone biomassa worden alleen eisen gesteld aan SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> en stof emissies. Voor niet-schone biomassa worden alle hieronder genoemde componenten getoetst.
- Voor alle berekeningen wordt de emissie herleid naar een concentratie in mg component per Nm<sup>3</sup> (273 K, 101.3 kPa) rookgas afkomstig van het biomassa-deel van de brandstof, bij een zuurstofgehalte van 6 vol%. Dit klopt voor alle componenten, uitgezonderd de zware metalen, waarvoor onder EU-condities een emissie-eis geldt voor de totaal geproduceerde rookgasstroom. Voor de zware metalen kunnen de berekende kritische brandstofgehalten, die dus eigenlijk van toepassing zijn voor 100% biomassa mee-/bijstook (zie par. 3.4.2, bijlage 3.), niet één op één worden gebruikt om te checken of deze worden overschreden of niet. Onder de EU-normstelling is dit gehalte, bij < 100% mee-/bijstook van biomassa, namelijk, i.t.t. onder de VROM-normstelling, een functie van de steenkoolsamenstelling en het mee-/bijstookpercentage. Het daadwerkelijke kritische brandstofgehalte voor zware metalen kan derhalve slechts worden berekend onder bepaalde specifieke situaties (samenstelling steenkool + samenstelling biomassa + EU emissie-eis + specifieke biomassa en steenkool componentenverdeling over de ketel -> kritisch brandstofgehalte -> maximaal percentage mee-/bijstook van specifieke biobrandstof).

Tabel 3.6 Resultaten analyse mee-/bijstook in "base-case" kolenverbrandingscentrale.

Concept	Directe meestook		Indirecte meestook		Bijstook middels separate vergassing <sup>1</sup>		Bijstook middels separate pyrolyse <sup>2</sup>		Bijstook middels separate HTU		Stoomzijdige integratie	
	10	40	10	40	10	40	10	40	10	40	10	40
Mee-/bijstook- percentage [% energiebasis]	9,8	40,2	10,2	41,2	10,2 (10,8)	41,2 (44,3)	10,7 / 11,8 (10,7)	42,6 / 45,3 (42,4)	10,9	43,0	10,0	40,8
Thermische biomassa input [MW <sub>th</sub> ]	151,3	622,2	157,9	649,4	157,4 (168,5)	647,7 (693,1)	167,2 / 185,9 (166,3)	687,6 / 764,7 (682,3)	169,5	696,9	155,3	638,5
Bruto elektrische output biomassadeel [MW <sub>e</sub> ]	60,5	248,9	63,2	259,8	59,8 (60,9)	245,8 (250,6)	60,0 / 60 (60,0)	246,7 / 246,7 (246,7)	61,6	253,1	62,1	255,4
Toename/afname eigen elektrisch gebruik centrale t.g.v. mee- /bijstook [MW <sub>e</sub> ]	0,5	2,2	3,2	13,1	-0,2 (1,0)	-0,8 (4,1)	0,0 / 0,0 (0,0)	0,0 / 0,0 (0,0)	1,6	6,4	2,1	8,7
Netto elektrische output biomassadeel [MW <sub>e</sub> ]	60,0	246,7	60,0	246,6	60,0 (59,9)	246,6 (246,5)	60,0 / 60,0 (60,0)	246,7 / 246,7 (246,7)	60,0	246,7	60,0	246,7
Netto elektrisch rendement biomassa- deel [% LHV]	39,5	39,5	38	38	38 (35,5)	38 (35,5)	36 / 32,5 (36)	36 / 32,5 (36)	35,5	35,5	38,5	38,5
Additioneel benodigde investering [Meuro]	2,2	5,5	29,9	69,9	27,2 (67,0)	73,3 (180,4)	53,6 / 74,5 (56,1)	220,4 / 306,4 (230,3)	37,2	120,7	56,4	141,4
Specifieke additionele investeringskosten [Euro/kW <sub>e</sub> ]	40	25	500	285	455 (1120)	300 (735)	895 / 1240 (935)	895 / 1240 (935)	620	490	940	575
Jaarlijkse B&O-kosten [% add.investering] <sup>3</sup>	3	3	10 (4)	10 (4)	4 (4)	4 (4)	4 / 4 (4)	4 / 4 (4)	4	4	3	3
Bedrijfstijd [uur/jaar]	6000		6000		6000		6000		6000		6000	

<sup>1</sup> Bij dit concept worden per item twee getallen gegeven. Het eerste getal geldt voor een voorgeschakeld vergassingsproces gebaseerd op de Foster Wheeler technologie (vergassing -> heet stookgas -> verbranding met speciale branders in de kolenketel); terwijl het tweede getal (tussen haakjes) geldt voor een vergassingsproces gebaseerd op de Lurgi-technologie (vergassing -> heet stookgas -> LT "natte" gasreiniging -> verbranding met speciale branders in de kolenketel). De FW-technologie is m.n. geschikt voor de conversie van relatief schone biomassa (hoge brandstofkosten, hoog elektrisch rendement, lage add.inv.kosten); terwijl m.b.v. de Lurgi-technologie tevens niet schone biomassa (lagere brandstofkosten, lager elektrisch rendement, hogere add.inv.kosten) kan worden verwerkt.

<sup>2</sup> Bij dit concept worden per item drie getallen gegeven. Het eerste getal geldt voor een voorgeschakeld langzaam pyrolyseproces ("char"productie m.b.v. een vereenvoudigd Gibros-Pec procédé / het tweede getal voor hetzelfde procédé met lage-temperatuur gasreiniging; terwijl het derde getal (tussen haakjes) geldt voor een snel pyrolyseproces (olieproductie m.b.v. het Pyrovac procédé).

<sup>3</sup> Bij indirecte meestook zullen bij de financieel-economische evaluatie zowel 10 % B&O-kosten (Gelderland-13) als 4% B&O-kosten worden beschouwd.

Of de weergegeven mee-/bijstookpercentages ook praktisch gerealiseerd kunnen worden is o.a. afhankelijk van: de contracteerbaarheid van de benodigde brandstof, potentiële technologische beperkingen en de beïnvloeding van de kwaliteit van de geproduceerde (vaste) reststromen.

Tabel 3.7 Resultaten analyse mee-/bijstook in "base-case" kolenvergassingscentrale.

Concept	Directe meestook		Indirecte meestook		Bijstook middels separate vergassing <sup>1</sup>		Bijstook middels separate pyrolyse <sup>2</sup>		Bijstook middels separate HTU		Stoomzijdige integratie	
	10	40	10	40	10	40	10	40	10	40	10	40
Mee-/bijstook- percentage [% energiebasis]	10,1	40,2	9,4	41,2	10,5 (10,0)	49,4 (42,8)	11,0 / 12,1 (11,0)	42,6 / 45,2 (42,5)	11,1	42,9	10,3	40,8
Thermische biomassa input [MW <sub>th</sub> ]	59,3	237,1	61,7	246,9	61,8 (66,1)	247,2 (264,1)	65,5 / 72,9 (65,2)	262,2 / 291,5 (260,8)	66,4	265,5	60,75	243,0
Bruto elektrische output biomassadeel [MW <sub>e</sub> ]	25,5	102,0	26,5	106,2	25,2 (25,7)	100,9 (102,7)	25,3 / 25,3 (25,3)	101,2 / 101,2 (91,2)	25,9	103,7	26,1	104,5
Toename/afname eigen elektrisch gebruik centrale t.g.v. mee- /bijstook [MW <sub>e</sub> ]	0,2	0,8	1,2	5,0	-0,1 (0,4)	-0,3 (1,6)	0,0 / 0,0 (0,0)	0,0 / 0,0 (0,0)	0,6	2,5	0,8	3,3
Netto elektrische output biomassadeel [MW <sub>e</sub> ]	25,3	101,2	25,3	101,2	25,3 (25,3)	101,2 (101,1)	25,3 / 25,3 (25,3)	101,2 / 101,2 (101,2)	25,3	101,2	25,3	101,2
Netto elektrisch rendement biomassa- deel [% LHV]	42,5	42,5	41	41	41 (38,5)	41 (38,5)	38,5 / 34,5 (39)	38,5 / 34,5 (39)	38	38	41,5	41,5
Additioneel benodigde investering [Meuro]	1,2	3,0	17,0	39,1	14,2 (34,8)	37,4 (91,8)	21,0 / 29,3 (22,0)	84,0 / 116,7 (88,0)	19,3	55,8	27,2	75,5
Specifieke additionele investeringskosten [Euro/kW <sub>e</sub> ]	50	30	675	385	560 (1375)	370 (910)	830 / 1160 (870)	830 / 1160 (870)	765	550	1075	745
Jaarlijkse B&O-kosten [% add.investering] <sup>3</sup>	3	3	10 (4)	10 (4)	4 (4)	4 (4)	4 / 4 (4)	4 (4)	4	4	3	3
Bedrijfstijd [uur/jaar]	6000		6000		6000		6000		6000		6000	

<sup>1</sup> Bij dit concept worden per item twee getallen gegeven. Het eerste getal geldt voor een voorgeschakeld vergassingsproces gebaseerd op de Foster Wheeler technologie (vergassing -> heet stookgas -> verbranding met speciale branders in de kolenketel); terwijl het tweede getal (tussen haakjes) geldt voor een vergassingsproces gebaseerd op de Lurgi-technologie (vergassing -> heet stookgas -> LT "natte" gasreiniging -> verbranding met speciale branders in de kolenketel). De FW-technologie is m.n. geschikt voor de conversie van relatief schone biomassa (hoge brandstofkosten, hoog elektrisch rendement, lage add.inv.kosten); terwijl m.b.v. de Lurgi-technologie tevens niet schone biomassa (lagere brandstofkosten, lager elektrisch rendement, hogere add.inv.kosten) kan worden verwerkt.

<sup>2</sup> Ook bij dit concept worden per item drie getallen gegeven. Het eerste getal geldt voor een voorgeschakeld langzaam pyrolyseproces ("char"productie m.b.v. een vereenvoudigd Gibros-Pec procédé / het tweede getal voor hetzelfde procédé met lage-temperatuur gasreiniging; terwijl het derde getal (tussen haakjes) geldt voor een snel pyrolyseproces (olieproductie m.b.v. het Pyrovac procédé).

<sup>3</sup> Bij indirecte meestook zullen bij de financieel-economische evaluatie zowel 10 % B&O-kosten (Gelderland-13) als 4% B&O-kosten worden beschouwd.

Of de weergegeven mee-/bijstookpercentages ook praktisch gerealiseerd kunnen worden is o.a. afhankelijk van: de contracteerbaarheid van de benodigde brandstof, potentiële technologische beperkingen en de beïnvloeding van de kwaliteit van de geproduceerde (vaste) reststromen.



- In geval van bijstook middels pyrolyse wordt ervan uitgegaan dat zowel de geproduceerde vaste stofstroom, de olie als het gas worden verbrand (zonder voorafgaande gasreiniging) in de poederkoolketel. De input van elementen die voor de emissieberekeningen van belang zijn, is daarmee gelijk aan de situatie waarin de biomassa direct wordt meegestookt. Zonder aanvullende experimentele gegevens kan geen verder onderscheid worden gemaakt tussen het lot van elementen welke via de char, de olie en welke via het pyrolysegas aan de poederkoolketel worden gevoed.
- In geval van bijstook middels separate vergassing (Foster Wheeler) wordt het geproduceerde gas na eenvoudige stofreiniging verbrand in de poederkoolketel. De input van elementen die voor de berekening van de rookgasemissie van de poederkoolinstallatie van belang zijn, wordt o.a. bepaald aan de hand van kennis omtrent de verdeling van elementen opgedaan bij proeven in de ECN 0.5 MW<sub>th</sub> CFB-vergasser.

Om geëmitteerde concentraties te kunnen berekenen is, uitgaande van de brandstof-samenstelling, per element een verdeling over de centrale gehanteerd zoals weergegeven in tabel 3.8. De getalswaarden zijn afkomstig uit literatuur waarin de verdeling van deze elementen in het geval van poederkoolstook wordt beschreven. Als basis voor de hier gepresenteerde berekeningen aan biomassa is uitgegaan van dezelfde verdeling.

Tabel 3.8 Aangenomen verdeling (in massa-%) van elementen afkomstig van biomassabrandstof over bodemas, vliegias, gips, afvalwater en rookgas

Element	Bodemas	Vliegias	Gips	Afvalwater	Rookgas <sup>4)</sup>	Totaal
S	--	--	85	--	15	100
N (als NO <sub>2</sub> )	--	--	--	--	20	20 <sup>1)</sup>
Cl	--	--	--	95	5	100
F	2	15	7.4	36.9	38.7	100
Stof <sup>2)</sup>	10	89.95	--	--	0.05	100
Cd + Tl <sup>3)</sup>	2.7	95.3	1.24	0.745	0.015	100
Hg	--	10	60.9	6.8	22.3	100
Sb	3.5	95	0.81	0.57	0.12	100
Pb	4.5	94	1.5	--	--	100
Cr	24	76	--	--	--	100
Cu	8.8	91.2	--	--	--	100
Mn	12	88	--	--	--	100
V	9.6	90.4	--	--	--	100
As	1.5	98	0.44	0.01	0.05	100
Co	9.5	90.5	--	--	--	100
Ni	10	90	--	--	--	100
Se						
Te						
Sn						

1) De overige 80% wordt door primaire verbrandingstechnische maatregelen of in een DeNO<sub>x</sub> installatie omgezet naar N<sub>2</sub>.

2) Uitgangspunt: met rookgas geëmitteerd (fijn)stof wordt benaderd als door de ESP (99.95% efficiënt) niet verwijderde as.

3) Voor de verdeling van thallium wordt aangenomen dat deze gelijk is aan die van cadmium.

4) De in deze tabel gepresenteerde waarden zijn gebaseerd op asgegevens; de onnauwkeurigheid van de getallen in de kolom rookgas is daardoor groot.

De berekeningswijze voor de EU-gereguleerde emissies is hieronder componentsgewijs weergegeven:

#### *SO<sub>2</sub>*

200 mg/Nm<sup>3</sup> voor schone biomassa en 50 mg/Nm<sup>3</sup> voor niet-schone biomassa; alle zwavel-emissies worden uitgedrukt in SO<sub>2</sub>.

#### *NO<sub>x</sub>*

Geen kritische berekening aangezien NO<sub>x</sub> emissies volgens kostenverevening gaan worden geregeld. Om een indruk te krijgen van de invloed van biomassa op de NO<sub>x</sub> emissie, is een biomassa gerelateerde NO<sub>x</sub> emissie relatief t.o.v. kolenstook geschat, gebaseerd op de aanname dat de NO<sub>x</sub> emissie lineair afhangt van het brandstof stikstofgehalte en de fuel ratio (verhouding van fixed carbon en volatile matter). Hiermee wordt in beginsel de situatie van poederkoolstook met primaire NO<sub>x</sub> reductiemaatregelen (bijvoorbeeld low-NO<sub>x</sub> branders) benaderd. Deze situatie is gericht op het laten vrijkomen van het vluchtige brandstofdeel onder zuurstofarme condities waardoor reactieve stikstofradicalen niet kunnen worden geoxideerd tot stikstofoxiden. Het moment waarop het vluchtige biomassadeel vrijkomt verschilt voor de verschillende te beschouwen mee- en bijstookroutes.

Bij directe meestook komt dit deel vrij in de ketel en dienen primair zuurstofarme condities voor de reductie tot elementaire stikstof. De mogelijkheid om op deze wijze de vorming van NO<sub>x</sub> te beperken hangt mede samen met de uiteindelijke keuze van brandstof- en luchtinvoer en het verschil in zuurstofconsumptie(snelheid) door poederkool en biomassa.

#### *HCl*

10 mg/Nm<sup>3</sup>; alle chlooremissies anders dan dioxinen (PCDD) en furanen (PCDF) worden uitgedrukt in HCl.

#### *HF*

1 mg/Nm<sup>3</sup>; alle fluoremissies worden uitgedrukt in HF.

#### *Stof*

10 mg/Nm<sup>3</sup>; (fijn)stofemissie wordt berekend op basis van de vliegassmassastroom (vóór ESP) en de ESP-efficiency.

#### *Cd + Tl*

0.05 mg/Nm<sup>3</sup>; som van de emissies van cadmium, thallium en hun verbindingen.

#### *Hg*

0.0075 mg/Nm<sup>3</sup>; som van de emissie van kwik en kwikverbindingen

#### *Zware metalen Sb, Pb, Cr, Cu, Mn, V, As, Co, Ni, Sn, Se, Te*

0.5 mg/Nm<sup>3</sup>; som van de emissies van antimoon, lood, chroom, koper, mangaan, vanadium, arseen, cobalt, nikkel, tin, selenium, tellurium en hun verbindingen. In beginsel is de eis van 0.5 mg/Nm<sup>3</sup> voor de berekeningen vertaald naar een eis van 0.5/12 mg/Nm<sup>3</sup> per element (12 metalen), waarbij vervolgens geldt dat deze 1/12-e delen vrij overdraagbaar zijn tussen de elementen. De hier weergegeven eis is eigenlijk die van de VROM-normstelling, uitgebreid met de elementen Sn, Se en Te. Door vergelijking van de kritische brandstofgehalten met de actuele biobrandstofgehalten, kan dus worden aangegeven of aan de "uitgebreide VROM-normstelling" kan worden voldaan. Of ook aan de EU-normstelling wordt voldaan kan middels de gehanteerde rekenmethodiek niet worden aangegeven (zie opmerking par. 3.4.1 Uitgangspunten milieutechnische berekeningen).

#### *CO*

50 mg/Nm<sup>3</sup>; geen berekening daar dit een procesemissie is die niet in eerste instantie gerelateerd is aan de brandstofsamenstelling.

$GOV(C_xH_y)$

10 mg/Nm<sup>3</sup>; idem als bij CO.

*PCDD + PCDF*

0.1 ng I-TEQ/Nm<sup>3</sup>; geen berekening daar o.a. in het VROM normstellingsvoorstel wordt uitgegaan van proefmetingen waarbij in de bijstooksituatie nauwelijks meetbare concentraties van deze stoffen zijn aangetoond.

### 3.4.2 Resultaten berekeningen

De resultaten van de berekeningen worden voor de in paragraaf 2.5 gedefinieerde schone en niet-schone brandstoffen weergegeven in de tabellen in bijlage 3..

### 3.4.3 Discussie

*Luchtemissies*

**Schone biomassa** wordt volgens de EU-richtlijnen voor Large Combustion Plants gereguleerd m.b.t. de emissie van SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> en stof. De Europese SO<sub>2</sub> eis is voor schone biomassa iets minder streng dan de eis in het VROM-normstellingsvoorstel. NO<sub>x</sub> zal in Nederland volgens kostenverevening worden geregeld.

Het zwavelgehalte van de onderzochte schone stromen is laag (10-20%) ten opzichte van het kritische gehalte. Stro van granen en cacaoondopjes bezitten het hoogste S-gehalte (ca. 35% van het kritisch brandstofgehalte (zonder separate vergasser)).

De emissie van NO<sub>x</sub> per kilogram brandstof is door de lage fuel ratio van de schone biomassa-stromen laag t.o.v. de NO<sub>x</sub> emissie die resulteert a.g.v. kolenstook.

Voor de emissie van stof wordt -bij gelijkblijvend ESP rendement- eveneens geen overschrijding van de norm verwacht. Cacaoondopjes bezitten het hoogste asgehalte (ca. 15% van het kritisch brandstofgehalte).

Voor de in paragraaf 2.5 geselecteerde specifieke schone biomassastromen geldt voor de van toepassing zijnde luchtemissie-eisen (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> en stof, zie bijlage 3.):

- Resthout fruitteelt/boomkwekerijen (106): geen probleememissies;
- Kort-omloophout: wilg/populier (122): geen probleememissies;
- Dunningshout: den/spar (135): geen probleememissies;
- Afvalhout: A-hout (152): geen probleememissies;
- Schoon resthout uit de houtverwerkende industrie: vurenhout (161): geen probleememissies;
- Miscanthus (olifantsgras) (212): geen probleememissies;
- Stro van granen (221): geen probleememissies;
- VGI-reststromen: cacaoondopjes (512): geen probleememissies;
- VGI-reststromen: olijfpitten (524): geen probleememissies.

**Voor alle onderzochte schone biomassa-brandstoffen is derhalve geen overschrijding van de EU-emissienorm te verwachten.** Indien de emissie-eisen voor niet-schone biomassa-brandstoffen zouden worden gehanteerd, dan zijn wel enkele potentiële overschrijdingen te identificeren, te weten: kort-omloophout: HF; A-hout: HF; Miscanthus: HCl en stro van granen: HCl, Se.

De emissie-eisen voor **niet-schone biomassa** zijn strenger in het geval van SO<sub>2</sub>, en bovendien uitgebreid met de in tabel 3.4 vermelde eisen voor HCl, HF, zware metalen en proces gerelateerde emissies van o.a. CO.

Ten opzichte van de voorgestelde VROM-eisen gelden als belangrijkste verschillen een minder scherpe eis voor stof, een twaalftal zware metalen met een normstelling voor de totale rookgasstroom (VROM-voorstel: een negental metalen met een normstelling voor het biomassa gerelateerde rookgasdeel) en een in de praktijk minder strenge eis voor kwik (EU: rookgasconcentratie-eis; VROM: brandstofeis).

Voor de in paragraaf 2.5 geselecteerde specifieke schone biomassastromen geldt voor de van toepassing zijnde luchtmissie-eisen van de EU (zie tabel 3.4 en bijlage 3.):

- Afvalhout: B-hout (170): het zwavel- en fluorgehalte zijn kritisch; het chloor- en asgehalte zijn nabij kritisch; het gehalte zware metalen is m.n. voor lood en mangaan hoog, hoewel deze elementen strikt niet kritisch zijn is voorzichtigheid hier op zijn plaats, in recente literatuur worden namelijk verhoogde emissies van de elementen: lood, zink, koper, antimoon en cadmium gerapporteerd bij coverbranding van slib en afvalhout.
- Afvalhout: C-hout (180): het zwavelgehalte is kritisch; het chloor- en fluorgehalte zijn nabij kritisch; voor de zware metalen: chroom, arseen en koper zijn, gezien de hoge concentraties, dezelfde opmerkingen van kracht als bij B-hout.
- Bermgras (213): het chloor- en fluorgehalte is kritisch.
- Pluimveemest (310): zowel het zwavel-, chloor-, fluor- en asgehalte is kritisch; het hoge stikstofgehalte en de relatief hoge fuel ratio maken de potentiële NO<sub>x</sub> emissie tot een belangrijk aandachtspunt, het uiteindelijke, ketel- en branderafhankelijke, verbrandingsgedrag van pluimveemest is bepalend voor het daadwerkelijk optreden van eventueel verhoogde NO<sub>x</sub> emissies, welke op grond van de beschikbare gegevens niet goed kunnen worden voorspeld.
- Varkensmest (330): zowel het zwavel-, chloor- en asgehalte is kritisch; voor stikstof geldt hetzelfde als bij pluimveemest.
- RWZI-slib (410): het zwavel-, fluor-, chloor- en asgehalte is meer dan kritisch en vormt een probleem; een aantal zware metalen is in hoge concentraties aanwezig in het slib, analoog aan de opmerkingen gemaakt bij afvalhout B/C geldt ook voor slib dat geen kritische emissies worden berekend, maar dat de toepasbaarheid van deze getallen een punt van zorg is gezien het mogelijk afwijkende gedrag (en daardoor verdeling) van deze elementen bij de verbranding van; een soortgelijke opmerking geldt voor de emissie van stof; het asgehalte van RWZI-slib is dermate hoog dat dit een probleem zou kunnen worden indien de geproduceerde vlieg-as zeer fijn is; tenslotte is net als bij pluimvee- en varkensmest het stikstofgehalte van RWZI-slib hoog.
- GFT (600): uit de data zoals opgenomen in de ECN data-base Phyllis blijkt dat de samenstelling van GFT erg inhomogeen en seizoensgebonden is (vochtvariatie: 54-80%; asvariatie: 8-20%; “fixed carbon” variatie: 5-38%); doorrekening op basis van een gemiddelde GFT-samenstelling is als weinig zinvol ervaren en is derhalve achterwege gebleven.
- Oud papier (710): voor oud papier is geen voldoende gedetailleerde data-set gevonden om een berekening te kunnen uitvoeren.

**Voor die niet-schone biomassastromen waarbij een overschrijding van een of meerdere emissie-eisen is te verwachten (= alle beschouwde niet-schone stromen in deze studie), resten twee opties: mengen met schonere biomassastromen, zodanig dat er geen sprake meer is van een probleememissie, of desbetreffende biomassa alleen toepassen in een **bijstookoptie met additionele gasreiniging**. Het toepassen van een vergasser zonder gasreiniging lijkt weinig zinvol, daar het reinigende effect van de vergasser zelf (afscheiding van elementen middels vergasser-as) veelal te klein is om voor een duidelijke omslag van niet naar wel toepasbare (kritische) brandstof te zorgen.**

### *Beïnvloeding kwaliteit vaste reststromen*

Zoals reeds uitgebreid in par. 3.2.6 besproken, worden er bij het mee-/bijstoken van biomassa in kolengestookte centrales een drietal vaste reststromen geproduceerd, te weten: vlieggas, rookgasontzwavelingsgips en bodemas (bij separate verbranding/vergassing van de biobrandstof).

De totale asfractie (direct mengsel vlieggas met biomassa-as of een eventuele bijmenging van biomassa-as aan kolenas achteraf (bij separate verbranding/vergassing)) dient om financieel-economische redenen commercieel te worden afgezet. De meest ge-eigende weg hiervoor is de (meng)asfractie af te zetten via de thans beschikbare routes voor poederkoolvlieggas richting de cement- en betonindustrie. Of de asfractie ook daadwerkelijk kan worden afgezet is afhankelijk van de kwaliteit van deze asfractie, die in belangrijke mate wordt bepaald door de samenstellingscriteria (chloride, sulfaat en koolstof) en door de korrelgradatie/-structuur van de as. Verwacht wordt dat m.b.t. de commerciële toepasbaarheid van het asmengsel het niet uitmaakt of biomassa direct wordt mee-/bijgestookt, of dat separate thermische biomassaconversie plaatsvindt, waarna de biomassa-as met de pkva wordt gemengd. Voor beide alternatieven geldt dat grenswaarden m.b.t. Cl, SO<sub>4</sub> en oplosbare zouten een potentiële limitering vormen voor de technische kwaliteit van cementgebonden producten.

De kwaliteitseisen voor rookgasontzwavelingsgips waren ten tijde van dit schrijven nog niet voorhanden, zodat over de beïnvloeding van deze kwaliteit slechts zeer indicatief iets kan worden gezegd.

Voor de onderzochte **schone brandstoffen** geldt in het algemeen dat géén van de in de emissieberekening beschouwde elementen resulteert in een zorgwekkende belasting van één der deelstromen bodemas, vlieggas of gips in relatie tot de utilisatie hiervan. Miscanthus, stro, bermgras en cacaodoppen vertonen over het algemeen wel een opvallend hoog chloorgehalte (corrosie-risico!), dat na wassing van het geproduceerde gips uiteindelijk leidt tot hoge chloride concentraties in het afvalwater.

Bij de **niet-schone brandstoffen** mest en RWZI slib kan een relatief hoge belasting van het afvalwater met chloor en fluor worden verwacht. De toepassing van afvalhout-B en C resulteert in een hoge belasting van zowel vlieg- als bodemas met zware metalen. Ook RWZI slib en mest belasten de vlieg- en bodemas met ongebruikelijk hoge concentraties van meerdere zware metalen.

### *Biomassa versus steenkool*

Voor veel, zowel schone als niet-schone biomassa geldt dat met name (aard)alkalimetalen in relatief hoge concentraties aanwezig zijn. Door hun van steenkool verschillende voorkomen (en binding) is het gedrag én de kwaliteit van de biomassa-as ook anders. Het mee-/bijstookdeel van de brandstof onderscheidt zich hierdoor mogelijk van het steenkooldeel door 1) een verhoogde vluchtigheid en daardoor een verhoogde emissie van metalen, 2) een meer organisch gebonden, c.q. fijner verdeeld anorganisch brandstofdeel en daardoor een verhoogde emissie van met name fijn stof, 3) een verhoogd risico van fouling van pijpenbundels en 4) een afwijkende askwaliteit. Separate verbranding/vergassing van biomassa resulteert in een biomassa-as met een onregelmatige vorm. Bijmenging van dit type as bij pkva oefent een negatieve invloed uit op de verwerkbaarheid van het mengsel in cementgebonden producten

Directe mee-/bijstook van biomassa in een kolengestookte ketel resulteert in hogere concentraties van componenten zoals: As, Hg, F, Cl en Br in het rookgas, wat mogelijk negatieve consequenties zou kunnen hebben op de kwaliteit van het geproduceerde rookgasontzwavelingsgips. De potentiële aanwezigheid van biomassa/afval-gerelateerde hoge concentraties smeltpunt-verlagende bestanddelen (Ca, Mg) kan tijdens de conversie leiden tot een sterkere versmelting van de asdeeltjes, dan normaal bij kolenbedrijf optreedt.

Dit kan potentieel resulteren in een verschuiving van de gemiddelde deeltjesgrootteverdeling van de vlieggas naar een groter deeltjesspectrum. Dit is ongunstig vanuit het perspectief van verwerking in cement en beton.

Op grond van de in deze paragraaf weergegeven informatie kan vooralsnog geen eenduidige uitspraak worden gedaan over de commerciële afzetbaarheid van de geproduceerde vaste rest-/afvalstromen bij mee-/bijstook van biomassa in poederkoolcentrales. Hiervoor is additioneel experimenteel werk noodzakelijk.

### 3.5 Financieel-economisch mee-/bijstookpotentieel

In deze paragraaf worden de biomassa/afval mee-/bijstookconcepten, zoals deze voor beide “base-case” kolengestookte centrales zijn gepresenteerd (par. 3.3) en geanalyseerd (par. 3.4), financieel-economisch geëvalueerd.

#### 3.5.1 Uitgangspunten

De financieel-economische evaluatie vindt plaats voor een tweetal fracties aan mee-/bijgestookte biomassa en afval, nl. 10% en 40% op energiebasis. Omdat het in alle gevallen concepten betreft die toegepast worden bij bestaande elektriciteitscentrales, is de analyse uitsluitend gebaseerd op meerkosten en extra opbrengsten. Een ander belangrijk uitgangspunt is dat er twee variabelen zijn waartussen het verband nader onderzocht wordt, nl. de prijs van de biomassa in relatie tot de benodigde meerprijs per kWh<sub>e</sub> om een financieel rendement van 15% te behalen op het eigen vermogen na belasting. Voor de hoeveelheid af te dragen belasting wordt daarbij uitgegaan van de meest ongunstige situatie, nl. een belastingdruk van 35%. Voorts wordt verondersteld dat er gebruik gemaakt kan worden van een tweetal stimuleringsmaatregelen, namelijk de Energie InvesteringsAftrek (EIA) en de Vervroegde Afschrijving MILieuinvesteringen (VAMIL). Ook is verondersteld dat voor het te lenen bedrag gebruik gemaakt kan worden van een lening met verlaagd rentetarief op de groenfondsenmarkt. De groenfondsen staan momenteel onder grote druk, maar de verwachting is dat het nieuwe belastingstelsel zodanig aangepast zal worden dat de fondsen voldoende aantrekkelijk zullen blijven voor beleggers. **De REB-terugsluizing ter hoogte van 1,75 Euro ct/kWh<sub>e</sub> (3,85 ct/kWh<sub>e</sub> in het jaar 2001) wordt geacht onderdeel te zijn van de benodigde meerprijs per kWh<sub>e</sub> en is dus bij deze analyse buiten beschouwing gelaten.**

#### 3.5.2 Input-data

Tabel 3.9 Financiële input-data.

EIA (subsidie op de add. investering) [%]	14
VAMIL (omgerekend naar subsidie op de add. investering na aftrek van de EIA) [%]	11
Aandeel vreemd vermogen [%]	80
Rente op vreemd vermogen (groenfinanciering) [%]	5,5
Inflatie op kosten voor onderhoud en bediening [%]	2,25
Looptijd project (gelijk aan looptijd lening) [jaar]	10 <sup>1</sup>
Vennootschapsbelasting [%]	35
Prijs steenkool [Euro/GJ <sub>th</sub> ]	1,63

<sup>1</sup> Conservatieve inschatting, ingegeven door resterende levensduur kolencentrales.

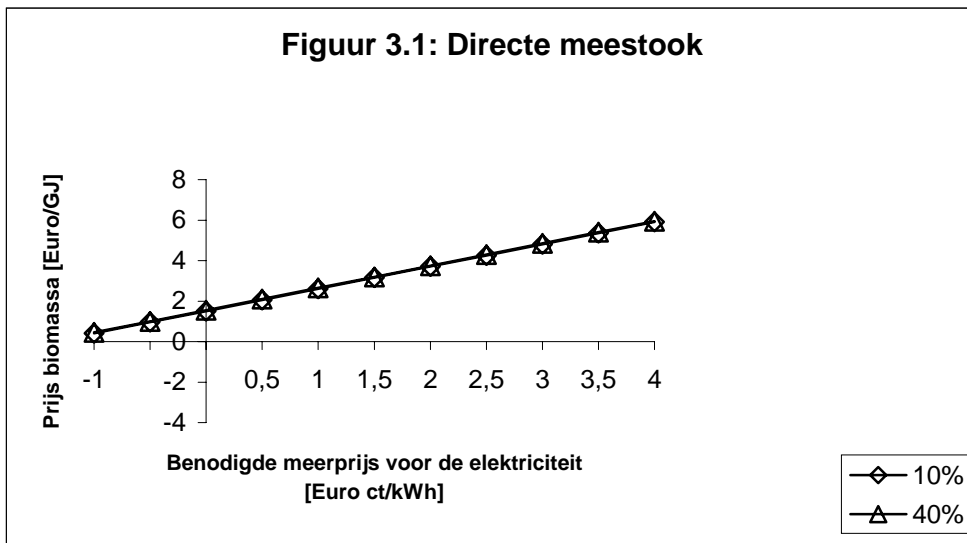
Als technische input-data zijn de berekeningsresultaten gebruikt zoals weergegeven paragraaf 3.3.4, tabellen 3.6 en 3.7.

### 3.5.3 Resultaten mee-/bijstookconcepten “base-case” poederkoolverbrandingscentrale

#### *Directe meestook*

In figuur 3.1 is voor het directe meestookconcept het verband gegeven tussen de prijs van de biomassa en de daarbij benodigde meerprijs voor de elektriciteit voor een financieel rendabele bedrijfsvoering. De berekeningen zijn doorgevoerd tot en met een “negatieve” meerprijs om ook de situatie weer te geven waarin de brandstofleverancier betaalt voor het door de elektriciteitscentrales afnemen (verwerken) van de brandstof. Omdat de prijs voor de biomassa de enige onafhankelijke variabele is die de benodigde meerprijs voor de elektriciteit bepaalt (afhankelijke variabele), bestaat er een lineair verband.

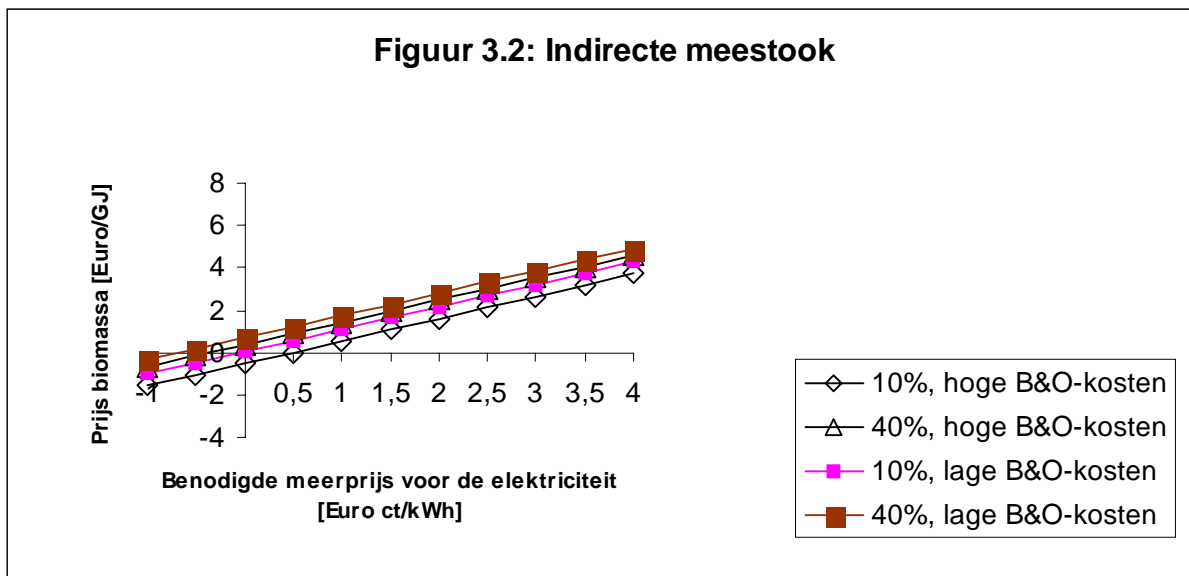
De iets lagere specifieke investeringskosten bij een hogere fractie meestook hebben slechts een marginaal effect op de benodigde meerprijs voor de elektriciteit bij een bepaalde biomassaprijs: in figuur 3.1 vallen de twee lijnen samen.



#### *Indirecte meestook*

In figuur 3.2 is het effect te zien van de lagere investeringskosten bij een grotere fractie biomassa/afval-inzet via indirecte meestook. Hoe lager de investeringskosten, des te lager de benodigde meerprijs voor de elektriciteit bij een vaste prijs voor de brandstof. Omdat bij een grotere fractie biomassa/afval-inzet middels indirecte meestook slechts de specifieke investeringskosten wijzigen, maar alle andere specifieke data (bijna) constant blijven, zal de hellingshoek van de lijn niet veranderen: de lijn schuift in zijn geheel omhoog. Dit geldt tevens wanneer de B&O-kosten wijzigen (hoog: 10% -> laag: 4%). Indirecte meestook blijkt in financieel opzicht een minder aantrekkelijk concept te zijn dan het directe meestookconcept. De hogere investeringskosten en B&O-kosten leiden tot een hogere benodigde meerprijs voor de elektriciteit bij eenzelfde biomassaprijs.

**Figuur 3.2: Indirecte meestook**

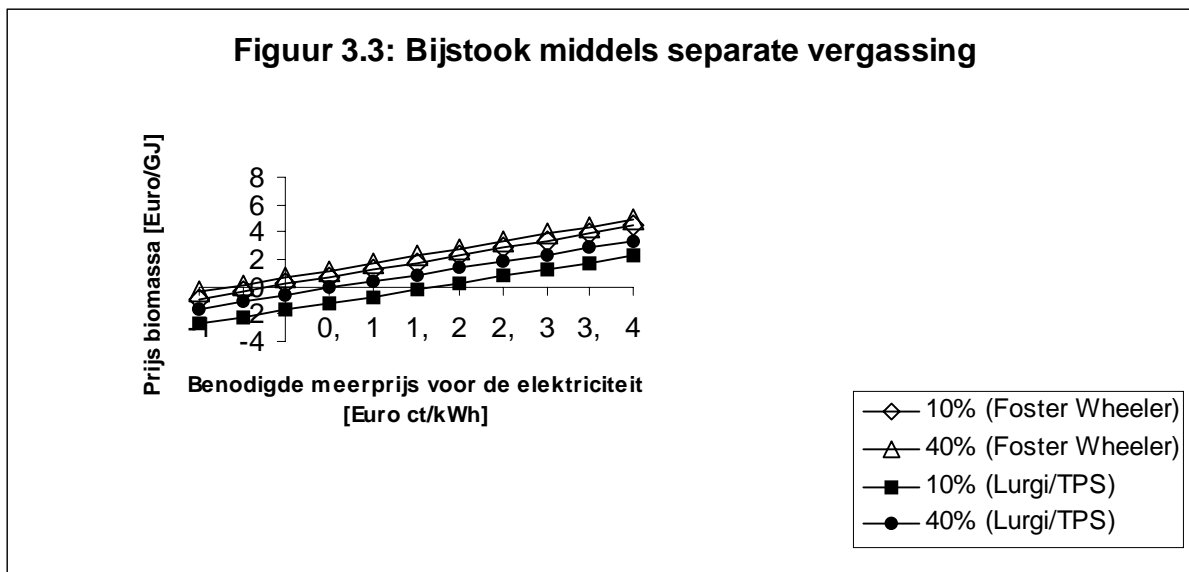


*Bijstook middels separate vergassing*

Bij dit concept ontstaat eenzelfde beeld als bij de indirecte meestook (zie figuur 3.3). Ook hier is het effect van een grotere fractie bijstook te zien als een verticale verschuiving van de lijnen. Het concept gebaseerd op het Foster Wheeler proces is relatief aantrekkelijker dan het concept gebaseerd op het Lurgi (TPS) proces, omdat bij dezelfde biomassaprijs de benodigde meerprijs voor de elektriciteit lager is.

Dit dient echter in het perspectief gezien te worden dat middels het Lurgi proces, waarin een lage-temperatuur stookgasreinigingsunit is geïntegreerd, relatief vuilere brandstoffen verwerkt kunnen worden, die wellicht ook goedkoper zijn. Ten opzichte van directe meestook is de vergassingsroute in financiële zin minder aantrekkelijk. Het Foster Wheeler proces is daarentegen financieel aantrekkelijker dan het indirecte meestook concept met 40% B&O-kosten, echter minder aantrekkelijk dan indirecte meestook met 4% B&O-kosten. Bij het Lurgi proces ziet dat er anders uit: dit concept is veel minder aantrekkelijk dan de indirecte meestook.

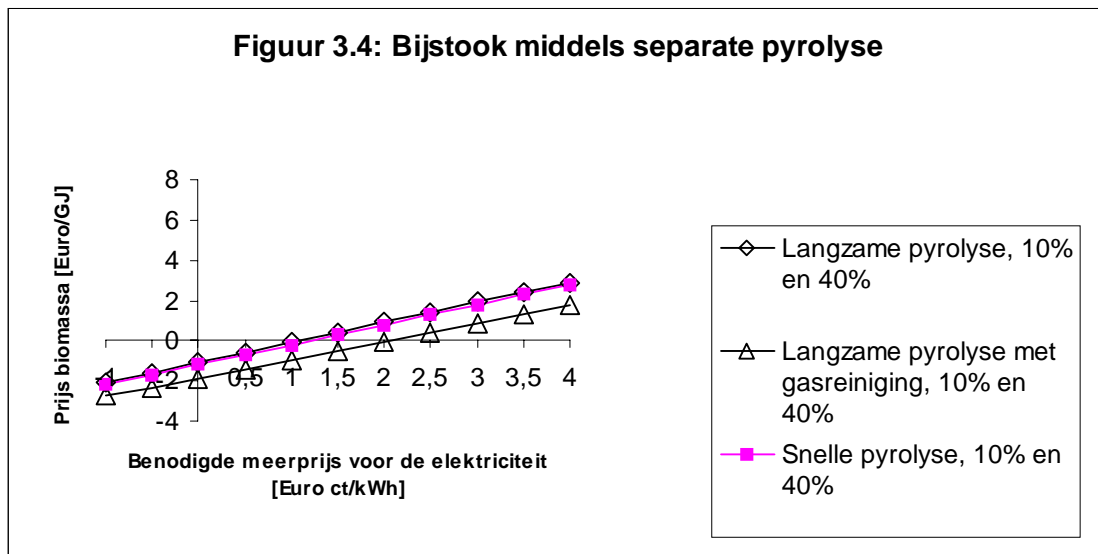
**Figuur 3.3: Bijstook middels separate vergassing**





### *Bijstook middels separate pyrolyse*

Dit concept biedt eenzelfde beeld als het directe meestook concept (zie figuur 3.4). De lijnen vallen op elkaar omdat er vrijwel geen afwijkingen zijn in de specifieke data voor de verschillende bijstook-fracties. Met grootschalige toepassing van pyrolyse-opties zijn er nauwelijks schaalvoordelen te bereiken, omdat de unitgrootte gelijk blijft en er meer units van dezelfde grootte parallel aan elkaar ingezet worden. Langzame pyrolyse zonder pyrolysegasreiniging (alvorens dit wordt bijgestookt) en snelle pyrolyse blijken elkaar in financieel-economisch opzicht weinig te ontlopen. Daar bij deze concepten alle biomassa-gerelateerde verontreinigingen ook in de kolenketel terecht komen, zijn deze concepten m.n. geschikt voor relatief schone biobrandstoffen. Indien aan het langzame pyrolyseconcept een gasreinigingsunit wordt toegevoegd, kan dit concept ook worden aangewend voor de bijstook van meer verontreinigde biobrandstoffen. Financieel-economisch gezien is dit concept echter vanwege de relatief hoge benodigde investeringskosten, in combinatie met een relatief laag biomassaconversierendement, een stuk minder aantrekkelijk.



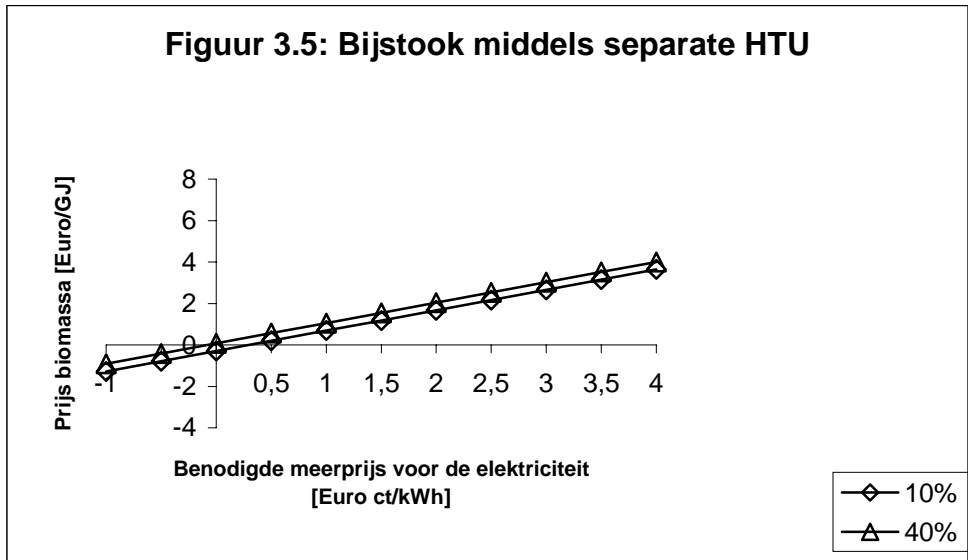
### *Bijstook middels separate HTU*

Het separate HTU concept ziet er voor wat betreft de financiële aantrekkelijkheid ongeveer hetzelfde uit als het indirecte meestookproces met 10% B&O-kosten (zie figuur 3.5). De verschillen tussen 10% en 40% bijstook zijn relatief klein.

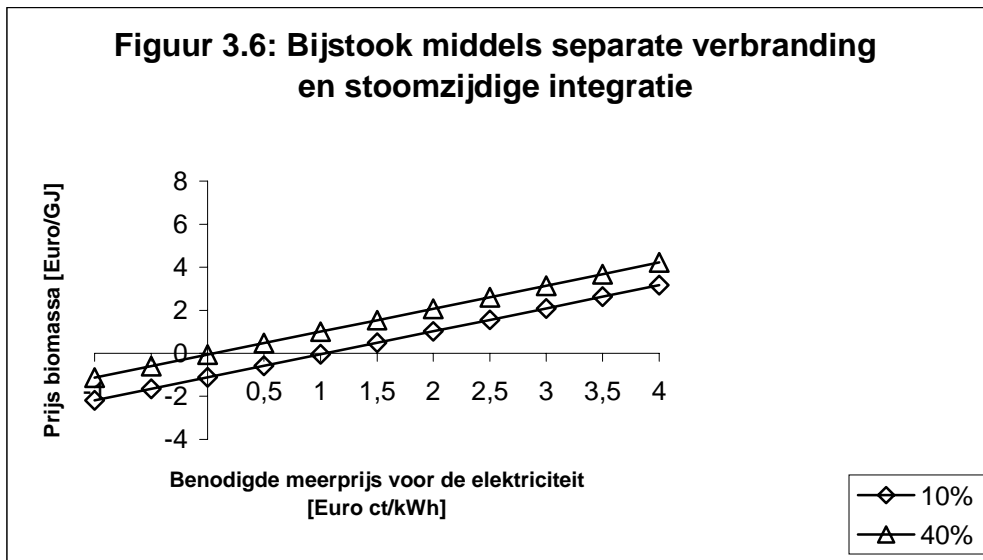
### *Bijstook middels separate verbranding en stoomzijdige integratie*

Bij inzet van 10% biomassa/afval is dit concept (zie figuur 3.6) in financieel opzicht interessanter dan de separate vergassingsroute met het Lurgi-proces en separate pyrolyse met gasreiniging. Financieel-economisch is het concept min of meer gelijkwaardig aan het langzame pyrolyseconcept zonder gasreiniging en het snelle pyrolyseconcept.

**Figuur 3.5: Bijstook middels separate HTU**



**Figuur 3.6: Bijstook middels separate verbranding en stoomzijdige integratie**



*Onderlinge vergelijking mee-/bijstookconcepten "base-case" poederkoolverbrandingscentrale*

In figuur 3.7 zijn alle concepten opgenomen waarmee voor 10% mee- of bijgestookt kan worden. Wanneer uitsluitend naar de financiële aantrekkelijkheid gekeken wordt, kan de volgende rangorde aangegeven worden (in afnemende aantrekkelijkheid):

- Directe meestook
- Bijstook middels separate vergassing (Foster Wheeler)
- Indirecte meestook (4% B&O kosten)
- Bijstook middels separate HTU en indirecte meestook (10% B&O kosten)
- Bijstook middels langzame pyrolyse zonder gasreiniging, separate verbranding en stoomzijdige integratie en snelle pyrolyse
- Bijstook middels separate vergassing (Lurgi/TPS)
- Bijstook middels langzame pyrolyse met pyrolysegasreiniging

In figuur 3.8 wordt de situatie weergegeven voor 40% mee- of bijstook. De rangorde ziet er daarbij als volgt uit:

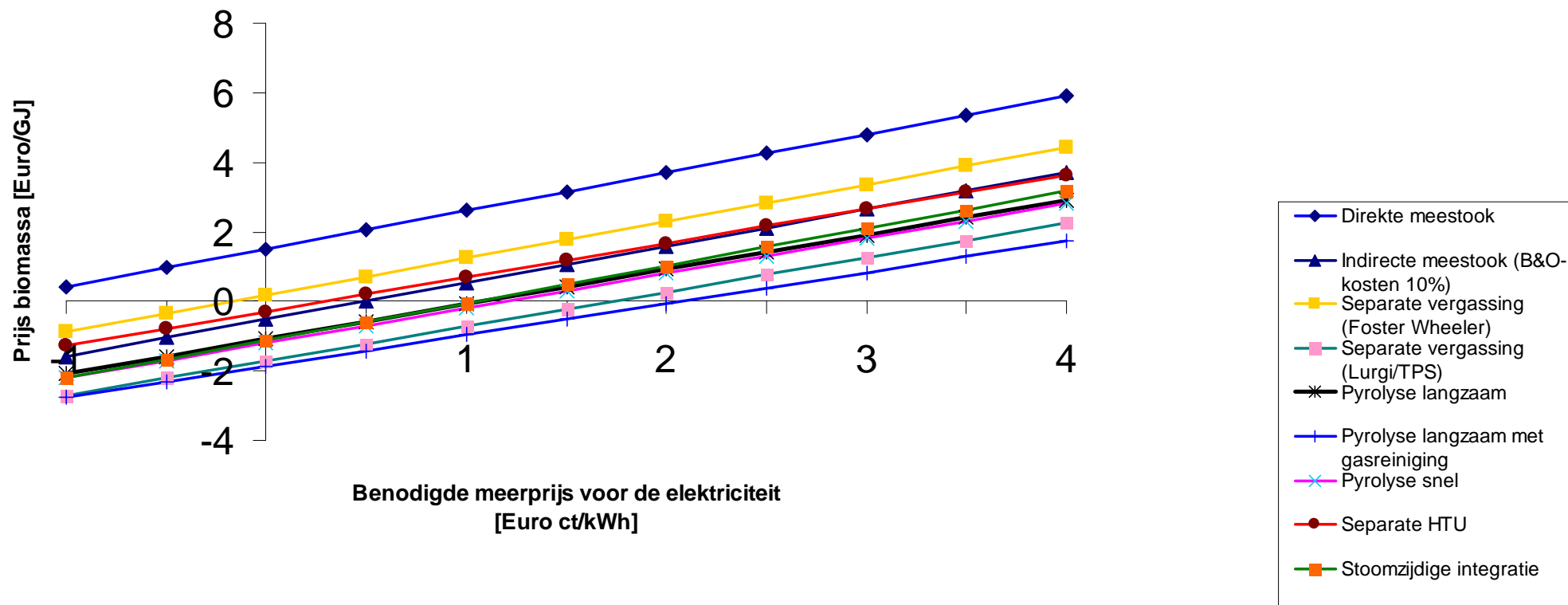
- Directe meestook
- Indirecte meestook (4% B&O kosten) en bijstook middels separate vergassing (Foster Wheeler)
- Indirecte meestook (10% B&O-kosten)
- Bijstook middels separate HTU en verbranding met stoomzijdige integratie
- Bijstook middels separate vergassing (Lurgi/TPS)
- Bijstook middels separate langzame pyrolyse zonder gasreiniging en snelle pyrolyse
- Bijstook middels separate langzame pyrolyse met pyrolysegasreiniging

Uit bovengenoemde rangorden kan het volgende worden opgemaakt:

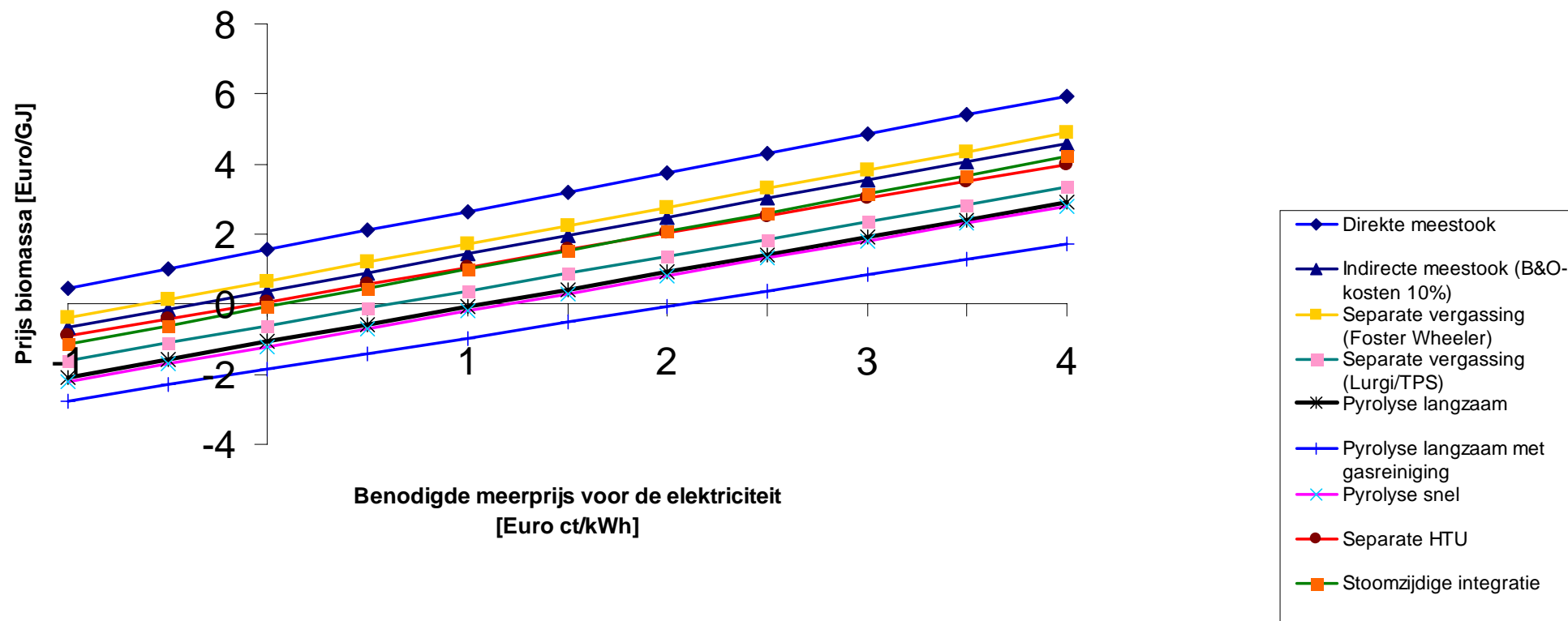
- Directe meestook is in alle gevallen financieel-economisch het aantrekkelijkste concept om biomassa toe te voeren aan een kolengestookte verbrandingscentrale voor elektriciteitsproductie. Daar hier de biomassa uitsluitend via reeds in de centrale beschikbare apparatuur wordt toegevoerd en geconverteerd, is dit concept uitsluitend geschikt voor de verwerking van een klein percentage relatief dure schone biobrandstoffen.
- Indirecte meestook met lage B&O-kosten vormt uit financieel-economisch oogpunt ook een interessant alternatief. Middels dit concept kunnen schone relatief dure biobrandstoffen middels enige additionele biomassa-specifieke voorbehandeling (drogen, verkleinen) aan de centrale worden gevoed en worden verwerkt. Een alternatief dat potentieel minder technische problemen met zich meebrengt, en min of meer hetzelfde financiële rendement oplevert, is separate vergassing volgens het Foster Wheeler concept.
- Voor de verwerking van relatief schone biobrandstoffen vormt bijstook middels separate HTU financieel-economisch gezien het minst aantrekkelijke alternatief. Dit concept kan echter een interessant alternatief zijn voor de verwerking van (zeer) natte biobrandstoffen met een negatieve waarde.
- Voor de verwerking van niet-schone biobrandstoffen vormen bijstook middels separate verbranding met stoomzijdige integratie financieel-economisch gezien het beste alternatief, gevolgd door bijstook middels separate vergassing met stookgasreiniging (Lurgi-concept).
- Indien biobrandstoffen te verontreinigd zijn om middels separate verbranding met stoomzijdige integratie of separate vergassing met stookgasreiniging te kunnen worden bijgestookt, is een alternatief deze brandstoffen te mengen met relatief schone biobrandstoffen, in een zodanige verhouding dat aan zowel de emissie-eisen als aan de eisen m.b.t. de kwaliteit van de vaste reststromen wordt voldaan.
- Bijstook van schone biomassa middels langzame of snelle pyrolyse vormt financieel-economisch gezien geen aantrekkelijke optie, daar er (veel) aantrekkelijker concepten (m.n. indirecte meestook en Foster Wheeler vergassing) voorhanden zijn voor hetzelfde toepassingssegment. Ook voor bijstook van niet-schone biobrandstoffen zijn tot op zekere hoogte betere alternatieven beschikbaar. Voor de verwerking van specifieke afvalstromen (shredderafval, bitumineus afval, verpakkingsmaterialen) vormt pyrolyse potentieel wel een interessant alternatief, zeker indien het concept kan worden gecombineerd met de terugwinnig van bepaalde specifieke reststromen.

Of een bepaald type biomassastroom ook daadwerkelijk in een bepaald concept kan worden verwerkt is sterk afhankelijk van milieu(technische) limiteringen. In de discussie van dit hoofdstuk (par. 3.6) wordt hier nader op ingegaan.

### Figuur 3.7: 10% mee- of bijstook in "base-case" poederkoolverbrandingscentrale



**Figuur 3.8: 40% mee- of bijstook in "base-case" poederkoolverbrandingscentrale**



### *Kosten per ton vermeden CO<sub>2</sub>-emissie*

Voor de berekening van de kosten per ton vermeden CO<sub>2</sub>-emissie is de volgende methodiek gehanteerd:

- Voor 10 respectievelijk 40% mee-/bijstook op energiebasis (154,2 en 616,8 MWth) bedraagt de steenkoolbesparing 150.000 en 600.000 ton/jaar.
- Specifieke CO<sub>2</sub>-emissie steenkoolverbranding: 94 kg/GJth, oftewel 2,1 ton CO<sub>2</sub>/ton steenkool (calorische waarde: 22,2 MJth/kg).
- CO<sub>2</sub>-emissiereductie t.g.v. 10 respectievelijk 40% mee-/bijstook: 315.000 en 1.260.000 ton/jaar.
- Biomassaprijs: 2 Euro/GJth (ca. 80 NLG/ton d.s.)
- Additioneel benodigde meerprijs per kWhe voor 10% mee-/bijstook poederkoolverbrandingscentrale (zie figuur 3.7): 0,5 Euroct/kWhe (directe meestook) – 5,5 Euroct/kWhe (bijstook pyrolyse met gasreiniging). **Dit is de additioneel benodigde meerprijs, exclusief een REB terugsluizing van 3,85 ct/kW<sub>e</sub>, om het gewenste financiële rendement (uitgangspunten zie paragraaf 3.5.1) te behalen. Inclusief deze terugsluizing is er dus globaal geen of een geringe additionele meerprijs noodzakelijk.**
- Additioneel benodigde meerprijs per kWhe voor 40% mee-/bijstook poederkoolverbrandingscentrale (zie figuur 3.8): 0,4 Euroct/kWhe (directe meestook) – 4,8 Euroct/kWhe (bijstook pyrolyse met gasreiniging).
- Elektriciteitsproductie 10 respectievelijk 40% mee-/bijstookdeel:  $3,7008 \cdot 10^8$  en  $1,48032 \cdot 10^9$  kWhe/jaar.
- Additionele kosten bij 10% mee-/bijstook: 1.850.400,- (directe meestook) – 20.354.400,- (bijstook pyrolyse met gasreiniging) Euro/jaar. Bij 40% mee-/bijstook: 5.921.280,- (directe meestook) – 71.055.360,- Euro/jaar.
- Kosten per ton vermeden CO<sub>2</sub>-emissie bij 10% mee-/bijstook: 5 (directe meestook) – 65 (bijstook pyrolyse met gasreiniging) Euro/ton CO<sub>2</sub> (13 – 143 NLG/ton CO<sub>2</sub>). Bij 40% mee-/bijstook: 5 (directe meestook) – 56 (bijstook pyrolyse met gasreiniging) Euro/ton CO<sub>2</sub> (11 – 123 NLG/ton CO<sub>2</sub>).

### 3.5.4 Resultaten mee-/bijstookconcepten “base-case” poederkoolvergassingscentrale

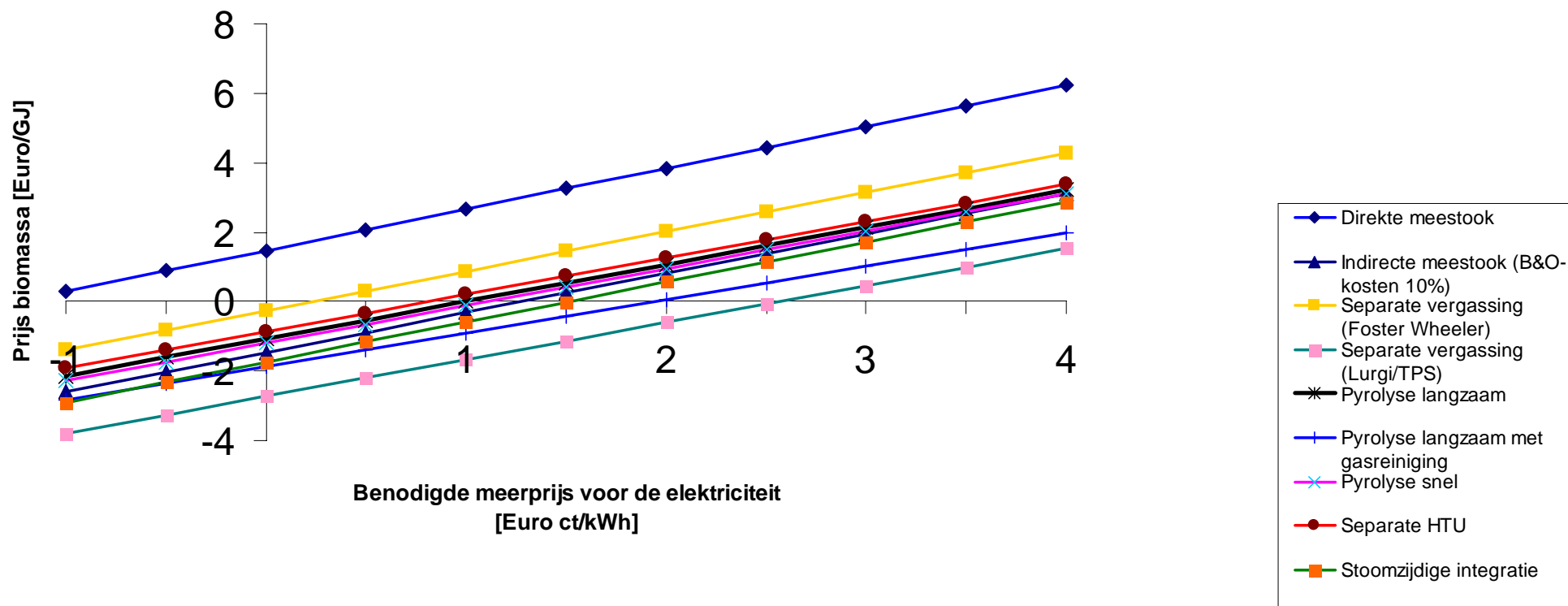
Op dezelfde wijze als voor de “base-case” poederkoolverbrandingscentrale, zijn de diverse mee-/bijstookconcepten tevens financieel-economisch geëvalueerd voor de “base-case” poederkoolvergassingscentrale.

In figuur 3.9 zijn alle concepten opgenomen waarmee voor 10% mee- of bijgestook kan worden; terwijl in figuur 3.10 de resultaten worden weergegeven voor 40% mee- of bijstook

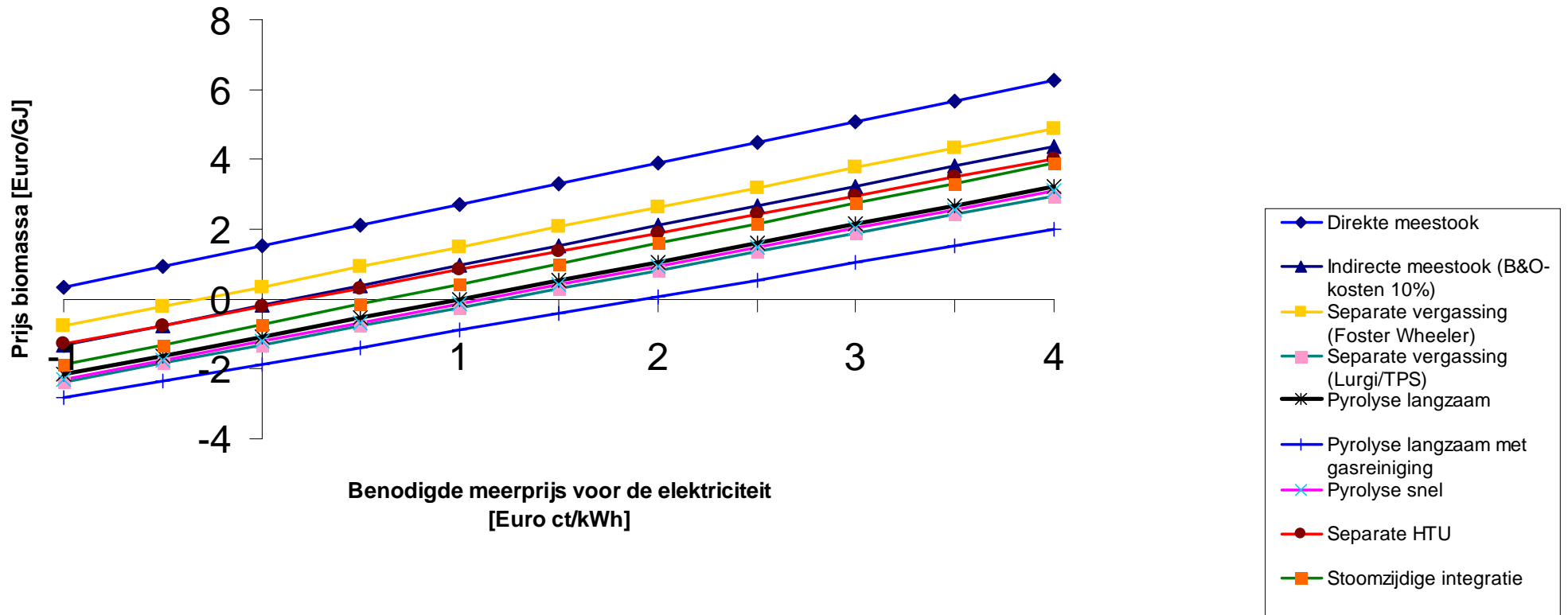
*Uit de figuren blijkt dat het beeld nauwelijks wijzigt t.o.v de “base-case” poederkoolverbrandingscentrale. De belangrijkste, maar relatief zeer kleine, veranderingen zijn:*

- Alle lijnen komen iets steiler te lopen, wat te maken heeft met het iets betere conversierendement van de biomassa/afval-concepten wanneer ze toegepast worden bij de “base-case” vergassingscentrale i.p.v. bij verbrandingscentrale.
- In vergelijking met toepassing bij de poederkoolverbrandingscentrale zijn alle mee-/bijstookconcepten bij vergassing, m.u.v. de meestookoptie, financieel-economisch relatief minder aantrekkelijk. Doordat de lijnen steiler lopen neemt het verschil af bij hogere biomassaprijzen.
- Ten opzichte van meestook in de poederkoolverbrandingscentrale wordt meestoken in de vergassingscentrale iets aantrekkelijker bij hogere biomassaprijzen. Bij lagere biomassaprijzen (< 1,5-2 Euro/GJ) is de meestookoptie bij vergassing minder aantrekkelijk t.o.v. verbranding, maar vanwege het steilere verloop van de lijn wordt meestook in de vergassingscentrale aantrekkelijker bij hogere biomassaprijzen (> 1,5-2 Euro/GJ).

### Figuur 3.9: 10% mee- of bijstook in "base-case" steenkoolvergassingscentrale



**Figuur 3.10: 40% mee- of bijstook in "base-case" steenkoolvergassingscentrale**





*Ook hier geldt dat of een bepaald type biomassa-stroom ook daadwerkelijk in een bepaald concept kan worden verwerkt sterk afhankelijk is van milieu(technische) limiteringen. In de discussie van dit hoofdstuk (par. 3.6) wordt hier nader op ingegaan*

#### *Kosten per ton vermeden CO<sub>2</sub>-emissie*

Voor de berekening van de kosten per ton vermeden CO<sub>2</sub>-emissie is de volgende methodiek gehanteerd:

- Voor 10 respectievelijk 40% mee-/bijstook op energiebasis (58,8 en 616,8 MWth) bedraagt de steenkoolbesparing 57.198 en 228.794 ton/jaar.
- Specifieke CO<sub>2</sub>-emissie steenkoolverbranding: 94 kg/GJth, oftewel 2,1 ton CO<sub>2</sub>/ton steenkool (calorische waarde: 22,2 MJth/kg).
- CO<sub>2</sub>-emissiereductie t.g.v. 10 respectievelijk 40% mee-/bijstook: 120.116 en 480.467 ton/jaar.
- Biomassaprijs: 2 Euro/GJth (ca. 80 NLG/ton d.s.)
- Additioneel benodigde meerprijs per kWhe voor 10% mee-/bijstook poederkoolvergassingscentrale (zie figuur 3.9): 0,5 Euroct/kWhe (directe meestook) – 4,4 Euroct/kWhe (bijstook vergassing Lurgi). **Dit is de additioneel benodigde meerprijs, exclusief een REB terugsluizing van 3,85 ct/kW<sub>e</sub>, om het gewenste financiële rendement (uitgangspunten zie paragraaf 3.5.1) te behalen. Inclusief deze terugsluizing is er dus globaal geen of slechts een geringe additionele meerprijs noodzakelijk.**
- Additioneel benodigde meerprijs per kWhe voor 40% mee-/bijstook poederkoolvergassingscentrale (zie figuur 3.10): 0,4 Euroct/kWhe (directe meestook) – 4,3 Euroct/kWhe (bijstook pyrolyse met gasreiniging).
- Elektriciteitsproductie 10 respectievelijk 40% mee-/bijstookdeel: 1,51704\*10<sup>8</sup> en 6,06816\*10<sup>9</sup> kWhe/jaar.
- Additionele kosten bij 10% mee-/bijstook: 758.520,- (directe meestook) – 6.674.976,- (bijstook vergassing Lurgi) Euro/jaar. Bij 40% mee-/bijstook: 3.034.080,- (directe meestook) – 20.631.744,- Euro/jaar.
- Kosten per ton vermeden CO<sub>2</sub>-emissie bij 10% mee-bijstook: 6 (directe meestook) – 56 (bijstook vergassing Lurgi) Euro/ton CO<sub>2</sub> (13 – 122 NLG/ton CO<sub>2</sub>). Bij 40% mee-/bijstook: 5 (directe meestook) – 54 (bijstook pyrolyse met gasreiniging) Euro/ton CO<sub>2</sub> (11 – 119 NLG/ton CO<sub>2</sub>).

### 3.6 Discussie

#### ***Biomassa-behoefte voor mee-/bijstookdoeleinden***

Uit hoofdstuk 2. resulteerde dat om aan de oorspronkelijke DE-doelstelling te voldoen, in de jaren 2000, 2007 en 2020, jaarlijks ca. 4, 24 en 27 PJ<sub>th</sub> (ca. 0,2, 1,3 en 1,5 Mt d.s.) biomassa in de vorm van mee-/bijstook in bestaande E-centrales dient te worden gerealiseerd. Indien tevens 50% van het “DE-gat” in de doelstelling voor 2020 moet worden gerealiseerd middels additionele mee-/bijstook, dan was hiervoor een additionele biomassa inzet van 37 PJ<sub>th</sub> noodzakelijk. De totale biomassa-behoefte voor mee-/bijstook doeleinden bedroeg in dit geval in 2020 64 PJ<sub>th</sub>, oftewel ca. 3,6 Mt d.s. (bij 18 MJ/kg d.s.). In genoemde veronderstellingen is ervan uitgegaan dat biomassa met een gemiddeld conversierendement van 30% in elektriciteit wordt omgezet, t.o.v. 40% voor steenkool. Uit hoofdstuk 3. resulteert echter dat in het geval van mee-/bijstook het netto rendement waarmee biomassa in elektriciteit wordt omgezet aanzienlijk hoger is. Indien we een gemiddeld conversierendement hanteren van 35 %LHV, dan bedraagt de benodigde biomassa-inzet om aan de 2020 DE-doelstelling te voldoen ca. 23 PJ<sub>th</sub>, oftewel ca. 1,3 Mt d.s.. Inclusief opvulling van 50% van het “DE-gat” bedraagt de totale biomassa-behoefte voor mee-/bijstook ca. 55 PJ<sub>th</sub>, oftewel ca. 3,0 Mt d.s..

### ***Biomassa beschikbaarheid/contracteerbaarheid voor mee-/bijstookdoeleinden***

Uit de ABC-studie, zoals deze in 1999 door TNO is uitgevoerd, blijkt dat de huidige (1999) *beschikbaarheid van biomassa* (binnenlands contracteerbare organische reststromen + import reststromen en teeltgewassen vanuit de EU) ca. 105 PJ<sub>th</sub> (ca. 5,8 Mt d.s.) bedraagt. Uit scenario-berekeningen resulteert dat deze beschikbaarheid voor 2020 kan toenemen tot ruim 120 PJ<sub>th</sub> (ca. 6,7 Mt d.s.). Deze 2020 beschikbaarheid is vanwege het ontbreken van nauwkeurige data betreffende de importmogelijkheden vanuit de EU en het volledig ontbreken van data betreffende importmogelijkheden van buiten de EU pessimistisch ingeschat, zodat de daadwerkelijke totale beschikbaarheid in 2020 (een stuk) hoger kan uitvallen.

### ***(Milieu)technisch mee-/bijstookpotentieel biomassa in kolencentrales***

Voor de bepaling van het (milieu)technisch mee-/bijstookpotentieel van biomassabrandstoffen in kolencentrales, zijn de volgende werkzaamheden uitgevoerd: 1) analyse van de thans toegepaste kolenconversietechnologieën (poederkoolverbranding en –vergassing) in Nederland, 2) analyse van de thans en in de (nabije) toekomst van toepassing zijnde luchtmissie-eisen en de eisen die worden gesteld aan de kwaliteit van geproduceerde vaste reststromen (vlieg-as/gips), 3) definitie en integrale systeemanalyse van een zestal biomassa mee-/bijstookconcepten, te weten: directe meestook, indirecte meestook, bijstook middels vergassing (met en zonder stookgasreiniging), bijstook middels pyrolyse (langzaam met en zonder pyrolysegasreiniging en snel), bijstook middels HTU en bijstook middels separate verbranding en stoomzijdige integratie, en 4) een globale literatuuranalyse betreffende technische- en niet-technische knelpunten voor mee-/bijstook van biomassa.

Op grond van de resultaten van de analyse van thans toegepaste kolenconversietechnologieën in Nederland zijn een tweetal “base-case” centrales gedefinieerd, te weten: 1) poederkoolverbrandingscentrale (capaciteit: 600 MW<sub>e</sub>, bedrijfstijd: 6000 uur/jaar, netto elektrisch systeemrendement: 40 %LHV) en 2) poederkoolvergassingscentrale (capaciteit: 235 MW<sub>e</sub>, bedrijfstijd: 6000 uur/jaar, netto elektrisch systeemrendement: 43 %LHV), voor de uitvoering van indicatieve integrale milieutechnische systeemevaluaties van de verschillende mee-/bijstookconcepten. Bij de systeemevaluaties zijn een tweetal mee-/bijstookpercentages (energiebasis) beschouwd, n.l.: 10% en 40%. De resultaten van de systeemevaluaties zijn weergegeven in tabellen 3.6 en 3.7 in paragraaf 3.3.4.. Voor mee-/bijstook in de kolenverbrandingscentrale varieert de netto elektrische efficiency waarmee de biomassa wordt omgezet van ruim 32 %LHV (bijstook separate pyrolyse met gasreiniging) tot een kleine 40 %LHV (directe meestook). De additionele specifieke investeringskosten variëren voor 10% mee-/bijstook van ca. 40 (directe meestook) tot ruim 1200 (bijstook pyrolyse met stookgasreiniging) Euro/kW<sub>e</sub>. De additionele specifieke investeringskosten variëren voor 40% mee-/bijstook van ca. 25 (directe meestook) tot ca. 1200 (bijstook pyrolyse met gasreiniging) Euro/kW<sub>e</sub>. De gehanteerde specifieke investeringskosten voor de langzame pyrolyse-cases blijken achteraf gezien zelfs nog te optimistisch ingeschat. Specifieke investeringskosten variërend van ca. 1300 Euro/kW<sub>e</sub> (schone biomassa) tot ruim 2000 Euro/kW<sub>e</sub> (niet-schone biomassa), blijken meer realistisch te zijn. Deze hogere investeringskosten resulteren in een nog ongunstiger concurrentiepositie voor langzame pyrolyse t.o.v. alternatieve concepten.

Voor mee-/bijstook in de kolenvergassingscentrale varieert de netto elektrische efficiency waarmee de biomassa wordt omgezet van ca. 35 %LHV (bijstook langzame pyrolyse met gasreiniging) tot een kleine 43 %LHV (directe meestook). De additionele specifieke investeringskosten variëren voor 10% mee-/bijstook van ca. 50 (directe meestook) tot ca. 1400 (bijstook vergassing met stookgasreiniging) Euro/kW<sub>e</sub>. De additionele specifieke investeringskosten variëren voor 40% mee-/bijstook van ca. 30 (directe meestook) tot ca. 1150 (bijstook pyrolyse met gasreiniging) Euro/kW<sub>e</sub>. Ook hier geldt v.w.b. het langzame pyrolyse concept dezelfde aantekening als bij mee-/bijstook in de kolenverbrandingscentrale.

Uit bovengenoemde data is op te maken dat de netto elektrische efficiency waarmee de biomassa middels mee-/bijstook wordt geconverteerd voor de vergassingscentrale 0 tot 3% punten hoger ligt dan voor de verbrandingscentrale.

Voor 10% mee-/bijstook liggen de benodigde specifieke investeringskosten voor mee-/bijstook in de vergassingscentrale echter ca. 25% hoger dan voor mee-/bijstook in de verbrandingscentrale. Daar de benodigde additionele investeringen voor mee-/bijstook bij de vergassingscentrale nogal optimistisch zijn ingeschat, zal het verschil in specifieke investeringskosten in de praktijk groter uitvallen dan de geschatte 25%. Voor 40% mee-/bijstook liggen de benodigde specifieke investeringskosten voor mee-/bijstook in de vergassingscentrale op een meer gelijk niveau t.o.v. mee-/bijstook in de verbrandingscentrale. Hiervoor geldt echter dezelfde kanttekening als bij 10% mee-/bijstook.

Op grond van rendements- en kostenoverwegingen geniet directe meestook van biomassa de voorkeur boven indirecte meestook en de variëteit aan bijstookconcepten. Of directe meestook van bepaalde specifieke biomastromen ook daadwerkelijk mogelijk is hangt af van technische limiteringen (kan de biomassa worden vermalen/gevoed in/met de conventionele kolenmolens/-voedingssystemen en worden verbrand m.b.v. de conventionele kolenbranders) en milieutechnische beperkingen (voldoet het rookgas van de centrale aan geldende emissie-eisen en wordt de kwaliteit van de vaste reststromen niet dusdanig beïnvloed dat commerciële afzet in gedrang komt).

De meest “up-to-date” ervaringen betreffende de technische limiteringen gebaseerd op praktijk-situaties zijn uitgebreid ter sparke gekomen op een recent gehouden workshop, te weten: “Adressing the Technical Constraints for Successful Replication of Demonstrated Technologies for Co-combustion of Biomass Waste”, Zeltweg, Austria, 30 June – 1 July 1999” en in een tweetal publicaties [38,39]. De belangrijkste technische limiteringen die zijn geïnventariseerd zijn (zie ook bijlage 4.):

- potentiële problemen bij de biomassa ontvangst, opslag, voorbehandeling (malen biomassa/kolenmengsels) en voeding (o.a.: ontbreken specifieke apparatuur voor de voorbehandeling van de biomassa, emissies van stof en geurstoffen bij de biomassa ontvangst en verwerking, ontbreken van apparatuur ter controle van de kwaliteit (vochtgehalte, deeltjesgrootteverdeling) van de biomassa, gevaren van stofexplosies en spontane ontbranding, transport- en voedingsproblemen);
- potentiële problemen in de verbrandingsinstallatie (o.a.: grotere te “handelen” gasvolume, veranderend boiler/brandgedrag, uitbrandproblemen, bedagglomeratie, hoge-temperatuur corrosie van fornuiswanden/oververhitters en het gevaar van “slagging” (Ca, Fe), “fouling” (Na, K), “erosion” (as));
- potentiële problemen in de conventionele rookgasreinigingsinstallatie (o.a.: groter te reinigen gasvolume en relatief kleine biomassa vlieggasdeeltjes (capaciteit en efficiency ESP), versnelde deactivering SCR-katalysatoren, DeSO<sub>x</sub>-capaciteit, teercondensatie, emissie-eisen m.b.t. zware metalen);
- potentiële problemen m.b.t. de commerciële afzet van geproduceerde vaste reststromen (o.a.: toename bodem-/vlieggasvolumes, potentieel meer onverbrande koolstof en/of zware metalen in de vaste reststromen).

Een deel van de genoemde technische knelpunten zijn de laatste jaren in de praktijk opgelost. De hogere concentratie onverbrand koolstof in het bodem- en vlieggas kan soms nog een probleem vormen. Voor andere technische knelpunten, zoals: boiler reinigingssystemen, ww-aantastingen en NO<sub>x</sub>-reductie, blijkt nog niet altijd de juiste oplossing gevonden te zijn. De belangrijkste technische knelpunten die nog aandacht behoeven zijn echter wrijving, HT-corrosie en potentiële “slagging/fouling” problemen. Tevens mag door mee-/bijstook de plant flexibiliteit, de maximale capaciteit en de bedrijfstijd niet negatief worden beïnvloed. Bijstook van biomassa i.p.v. directe meestook, of het formuleren van gespecificeerde brandstofmengsels voor meestook, blijkt een hoop van de potentiële technische knelpunten weg te nemen.

Om een indruk van de milieutechnische limiteringen te krijgen zijn voor een aantal representatieve schone en niet-schone biobrandstoffen (definitie zie par. 2.5), op grond van de huidige- en verwachte toekomstige beschikbaarheid voor energiedoeleinden in Nederland, de volgende groepen biobrandstoffen geselecteerd voor een nadere analyse van hun milieu technisch mee- en bijstookpotentieel: schone brandstoffen (definitie zie par. 2.5): resthout fruitteelt/boomkwekerijen, kort-omloophout (wilg/populier), dunningshout (den/spar), Afvalhout: A-hout, schoon resthout houtverwerkende industrie (vurenhout), olifantsgras, stro van granen, cacao-boondopjes en olijfpitten; niet-schone brandstoffen: afvalhout (B en C hout), bermgras, pluimveemest, varkensmest, RWZI-slib, GFT en oud papier. Deze analyse is vanwege beschikbare data betreffende verdelingen van de biomassacomponenten over de producten rookgas, afvalwater, gips, vliegias en bodemas (zie tabel 3.8, par. 3.4.1), alleen uitgevoerd voor mee-/bijstook in kolenverbrandingscentrales. Daar de verdeling van de biomassacomponenten centraal specifiek is, en in de analyse een algemene overall verdeling is gehanteerd, hebben de resultaten slechts een indicatief karakter.

V.w.b. de *luchtemissies* geldt dat voor de onderzochte schone biobrandstoffen geen overschrijding van de EU-luchtemissienormen is te verwachten. V.w.b. de onderzochte niet-schone biobrandstoffen geldt dat voor allen overschrijding van één of meerdere EU-emissienormen zal plaatsvinden. Deze biobrandstoffen kunnen dus alleen als mengbrandstof met een “schone brandstof” worden mee-/bijgestookt en het liefst in een bijstookconcept waarin tussentijds een additionele “voorreiniging” van de biobrandstof plaatsvindt.

V.w.b. de *beïnvloeding van de kwaliteit van de vaste reststromen* geldt dat voor de beschouwde schone biobrandstoffen geen van de in de emissieberekening beschouwde componenten resulteert in een zorgwekkende belasting van één der deelstromen bodemas, vliegias of gips, in relatie tot de utilisatie hiervan. Voor enkele specifieke niet-schone biobrandstoffen (afvalhout: B- en C-hout, RWZI-slib en mest) geldt dat een relatief hoge belasting van bodem- en vliegias met zware metalen plaatsvindt. In hoeverre dit de commerciële afzet van deze vaste reststromen beïnvloedt is op grond van deze studie niet kwantitatief weer te geven. Tevens zouden hogere rookgas-concentraties aan As, Hg, HF en HCl kunnen optreden, wat potentieel negatieve consequenties zou kunnen hebben op de kwaliteit van het geproduceerde rookgas-ontzwevelingsgips. Hoge rookgasconcentraties aan smeltpuntverlagende componenten (Ca, Mg) kunnen verder resulteren in een sterkere versmelting van asdeeltjes t.o.v. alleen kolenbedrijf. Dit kan resulteren in een verschuiving van de gemiddelde deeltjesgrootteverdeling van het vliegiasmengsel naar een groter deeltjesspectrum. Dit is ongunstig vanuit het perspectief van verwerking in cement of beton.

Op grond van de uitgevoerde berekeningen kan vooralsnog geen uitspraak worden gedaan over de commerciële afzetbaarheid van de geproduceerde vaste reststromen bij mee-/bijstook van biomassa in poederkool(verbrandings)centrales. Hiervoor is de uitvoering van een experimenteel programma noodzakelijk.

### ***Financieel-economisch mee-/bijstookpotentieel biomassa in kolencentrales***

Voor de bepaling van het financieel-economisch potentieel van de verschillende mee-/bijstook-opties is onder aanname van een aantal criteria (zie tabel 3.9, par. 3.5.2), en de mee-/bijstookgetallen zoals weergegeven in de tabellen 3.6 en 3.7 (par. 3.3.4), het verband onderzocht tussen een tweetal variabelen, n.l.: de prijs van de biomassa in relatie tot de benodigde meerprijs per kW<sub>th</sub> om een financieel rendement van 15% op het eigen vermogen na belasting te behalen. De REB-terugsluizing van 1,75 Euro/kW<sub>th</sub> in het jaar 2001 wordt geacht onderdeel te zijn van de benodigde meerprijs per kW<sub>th</sub>, en is dus bij de analyse buiten beschouwing gelaten.

Voor mee-/bijstook van 10% biomassa in de “base-case” kolenverbrandingscentrale varieert de biobrandstofprijs, bij een meerprijs van 0 Euroct/kW<sub>th</sub>, tussen de -1,9 -> +1,5 Euro/GJ<sub>th</sub>, om het gewenste financiële rendement te behalen. Voor mee-/bijstook van 40% biomassa in de “base-case” kolenverbrandingscentrale bedraagt de biobrandstofprijs tussen de -1,9 -> +1,6 Euro/GJ<sub>th</sub>, om het gewenste financiële rendement te behalen.

*Een negatieve brandstofprijs impliceert dat het E-bedrijf dat bedrag in rekening moet brengen bij de brandstofleverancier; terwijl een positieve brandstofprijs inhoudt dat het E-bedrijf het desbetreffende bedrag aan de brandstofleverancier kan betalen.*

Voor mee-/bijstook van 10% biomassa in de “base-case” kolenvergassingscentrale varieert de biobrandstofprijs, bij een meerprijs van 0 Euroct/kW<sub>th</sub>, tussen de -2,7 -> +1,5 Euro/GJ<sub>th</sub>, om het gewenste financiële rendement te behalen. Voor mee-/bijstook van 40% biomassa in de “base-case” kolenvergassingscentrale bedraagt de biobrandstofprijs tussen de -1,9 -> +1,6 Euro/GJ<sub>th</sub>, om het gewenste financiële rendement te behalen.

**Verwerking schone biobrandstoffen:** Voor alle gevallen geldt dat directe meestook van biomassa financieel-economisch dusdanig gunstig is dat zonder benodigde meerprijs voor de elektriciteit voor de biomassabrandstof een prijs van ca. 1,5 Euro/GJ<sub>th</sub> kan worden betaald. Indien een meerprijs voor de elektriciteit van 1,75 Euroct/kW<sub>th</sub> wordt verkregen (REB-terugsluizing 2001), is het zelfs mogelijk meer dan het dubbele (3,8 Euro/GJ<sub>th</sub>) voor de biomassabrandstof te betalen. Het concept is vanwege het ontbreken van additionele biomassa-specifieke voorbehandelingsapparatuur uitsluitend geschikt voor de verwerking van een klein percentage relatief dure schone biobrandstoffen. Indirecte meestook met lage B&O-kosten vormt uit financieel-economisch oogpunt ook een interessant alternatief. Middels dit concept kunnen schone relatief dure biobrandstoffen middels enige additionele biomassa-specifieke voorbehandeling (drogen, verkleinen) aan de centrale worden gevoed en worden verwerkt. Een alternatief dat potentieel minder technische problemen met zich meebrengt, en min of meer hetzelfde financiële rendement oplevert, is separate vergassing volgens het Foster Wheeler concept.

Voor de verwerking van relatief schone biobrandstoffen vormt bijstook middels separate HTU financieel-economisch gezien het minst aantrekkelijke alternatief. Dit concept kan echter een potentieel interessant alternatief zijn voor de verwerking van (zeer) natte biobrandstoffen met een negatieve waarde.

**Verwerking niet-schone biobrandstoffen:** Voor de verwerking van niet-schone biobrandstoffen vormt bijstook middels separate verbranding met stoomzijdige integratie financieel-economisch gezien het beste alternatief, gevolgd door bijstook middels separate vergassing met stookgasreiniging (Lurgi-concept). Indien biobrandstoffen te verontreinigd zijn om middels separate verbranding met stoomzijdige integratie of separate vergassing met stookgasreiniging te kunnen worden bijgestookt, is een alternatief deze brandstoffen te mengen met relatief schone biobrandstoffen, in een zodanige verhouding dat aan zowel de emissie-eisen als aan de eisen m.b.t. de kwaliteit van de vaste reststromen wordt voldaan.

Bijstook van schone biomassa middels langzame of snelle pyrolyse vormt financieel-economisch gezien geen aantrekkelijke optie, daar er (veel) aantrekkelijker concepten (m.n. indirecte meestook en Foster Wheeler vergassing) voorhanden zijn voor hetzelfde toepassingssegment. Ook voor bijstook van niet-schone biobrandstoffen zijn tot op zekere hoogte betere alternatieven beschikbaar. Voor de verwerking van specifieke afvalstromen (shredderafval, bitumineus afval, verpakkingsmaterialen) vormt pyrolyse potentieel wel een interessant alternatief, zeker indien het concept kan worden gecombineerd met de teruggewinnig van bepaalde specifieke reststromen.

Dure schone biobrandstoffen ->	goedkope additionele investering ->	elektriciteit
		hoog conversierendement
Goedkope niet-schone ->	aanzienlijke add. investering ->	elektriciteit
organische reststromen		lager conversierendement

### *Kosten per ton vermeden CO<sub>2</sub>-emissie*

Voor mee-/bijstook van biobrandstoffen bij de “base-case” kolenverbrandingscentrale bedragen de kosten per ton vermeden CO<sub>2</sub>-emissie bij 10% mee-/bijstook: 5 (directe meestook) – 65 (bijstook pyrolyse met gasreiniging) Euro/ton CO<sub>2</sub> (13 – 143 NLG/ton CO<sub>2</sub>). Voor 40% mee-/bijstook bedragen deze kosten: 5 (directe meestook) – 56 (bijstook pyrolyse met gasreiniging) Euro/ton CO<sub>2</sub> (11 – 123 NLG/ton CO<sub>2</sub>). Voor mee-/bijstook van biobrandstoffen bij de “base-case” kolenvergassingscentrale bedragen de kosten per ton vermeden CO<sub>2</sub>-emissie bij 10% mee-/bijstook: 6 (directe meestook) – 56 (bijstook vergassing Lurgi) Euro/ton CO<sub>2</sub> (13 – 122 NLG/ton CO<sub>2</sub>). Voor 40% mee-/bijstook bedragen deze kosten: 5 (directe meestook) – 54 (bijstook pyrolyse met gasreiniging) Euro/ton CO<sub>2</sub> (11 – 119 NLG/ton CO<sub>2</sub>). Genoemde kosten zijn berekend a.h.v. een biomassaprijs van 2 Euro/GJ<sub>th</sub> en een benodigde meerprijs voor de elektriciteit (figuren 3.7 t/m 3.10) om het gewenste financiële rendement te halen. Dit houdt in dat dit niet de minimale kosten per ton vermeden CO<sub>2</sub>-emissie zijn, daar er ook reeds een gewenst financieel rendement is verdisconteerd. Dit bemoeilijkt de vergelijking van deze data met die van andere technologieën waarmee CO<sub>2</sub>-emissie kan worden vermeden.

### *Kosteneffectiviteit CO<sub>2</sub>-reductie*

Vergelijking van de geanalyseerde mee-/bijstookopties met andere technologieën om tot CO<sub>2</sub>-reductie te komen, op basis van kosten per ton vermeden CO<sub>2</sub>-emissie, is moeizaam vanwege de grote variëteit in gebruikte uitgangspunten. Om een uniforme vergelijking mogelijk te kunnen maken is in het kader van het “Besluit subsidies CO<sub>2</sub>-reductieplan” het begrip kosteneffectiviteit CO<sub>2</sub>-reductie [fl/ton CO<sub>2</sub>] gedefinieerd [40]. Om voor subsidie uit het CO<sub>2</sub>-reductieplan in aanmerking te komen geldt dat: de kosteneffectiviteit **van de verleende subsidiegelden** maximaal 50 fl/ton CO<sub>2</sub> mag zijn en dat een project een CO<sub>2</sub>-reductie oplevert van minimaal 250 kt CO<sub>2</sub>/jaar. I.p.v. op verleende subsidiegelden wordt onderstaand het begrip kosteneffectiviteit toegepast op de daadwerkelijk benodigde (additionele) investering om de CO<sub>2</sub>-reductie te bewerkstelligen. Deze kosteneffectiviteit wordt als volgt berekend:

$$\text{Kosteneffectiviteit CO}_2\text{-reductie} = \frac{\text{jaarlijkse afschrijving investering (annuïteitbasis)}}{\text{jaarlijkse hoeveelheid vermeden CO}_2}$$

met:       - afschrijving (technische levensduur) <= 25 jaar  
              - annuïteitsberekening:  $i = 6\%$   
              - specifieke CO<sub>2</sub>-emissie steenkool: 0,37 kg/kWh<sub>e</sub>  
              - specifieke CO<sub>2</sub>-emissie aardgas: 1,8 kg/Nm<sup>3</sup>

De kosteneffectiviteit CO<sub>2</sub>-reductie van de verschillende mee-/bijstookconcepten is voor beide “base-case” centrales (verbranding en vergassing), voor zowel 10 en 40% mee-/bijstook, berekend (bedrijfstijd installatie: 6000 uur/jaar, afschrijvingstermijn: 10 jaar, restwaarde: fl 0,-). De resultaten van deze berekeningen worden weergegeven in tabel 3.10. Tevens zijn ter vergelijking data voor enkele reeds gerealiseerde biomassaconversieplants opgenomen. Uit tabel 3.10 blijkt dat de volgorde van aantrekkelijkheid van mee-/bijstooktechnologieën van de in de studie berekende concepten overeenstemt met die zoals gepresenteerd in het Projectenoverzicht CO<sub>2</sub>-reductieplan 1997-2000 [41]. De kosteneffectiviteit CO<sub>2</sub>-reductie [Euro/ton vermeden CO<sub>2</sub>] neemt toe (d.w.z. van hoge naar lage kosten per ton vermeden CO<sub>2</sub>) van: bijstook middels separate langzame pyrolyse met gasreiniging, bijstook middels separate vergassing met stookgasreiniging (Lurgi/Amercentrale), bijstook middels separate pyrolyse (snel/Ecosun), langzame pyrolyse zonder gasreininging en verbranding met stoomzijdige integratie, bijstook middels separate HTU, indirecte meestook, bijstook middels separate vergassing zonder stookgasreiniging en directe meestook. Ook de ordegrrootte van de data betreffende de kosteneffectiviteit CO<sub>2</sub>-reductie stemt overeen. De getalswaarden wijken af. De belangrijkste oorzaak hiervoor vormt waarschijnlijk het verschil in bedrijfstijd en afschrijvings-termijn/technische levensduur van de beschouwde systemen. In deze studie is een bedrijfstijd gehanteerd van 6000 uur/jaar en een afschrijvingstermijn van 10 jaar voor mee-/bijstookconcepten en van 25 jaar voor “stand-alone” systemen. Welke data voor deze grootheden in [39] zijn gehanteerd is onbekend.

Tabel 3.10 Kosteneffectiviteit CO<sub>2</sub>-reductie.

Mee-/bijstookconcept	Kosteneffectiviteit CO <sub>2</sub> -reductie verbrandingscentrales [Euro/ton CO <sub>2</sub> ]		
	Berekeningsresultaten		Volgens projectenoverzicht CO <sub>2</sub> -reductieplan [41]
	10%	40%	
Directe meestook	2,2	1,4	n.v.t.
Indirecte meestook	30,5	17,8	
Bijstook vergassing: FW	27,7	18,7	
Bijstook vergassing: Lurgi	68,3	46,0	
Bijstook langzame pyrolyse:			
- schone biomassa	54,7	56,2	
- niet-schone biomassa	76,0	78,1	
Bijstook snelle pyrolyse	57,2	58,7	
Bijstook HTU	37,9	30,8	
Bijstook verbranding met stoomzijdige integratie	57,5	36,1	
Meestook biomassakorrels Maasvlakte / EZH	12,2		78 kt/jaar CO <sub>2</sub> -reductie Investering: 7,0 Meuro
Meestook zuiveringsslib Borssele / EPZ	23,3		7 kt/jaar CO <sub>2</sub> -reductie Investering: 1,2 Meuro
Bijstook sloophout Amer / EPZ	31,6		164 kt/jaar CO <sub>2</sub> -reductie Investering: 38,1 Meuro
Bijstook biomassa vacuüm pyrolyse Utrecht / Ecosun	21,1		140 kt/jaar CO <sub>2</sub> -reductie Investering: 21,7 Meuro
Mee-/bijstookconcept	Kosteneffectiviteit CO <sub>2</sub> -reductie vergassingscentrales [Euro/ton CO <sub>2</sub> ]		
	Berekeningsresultaten		Volgens projectenoverzicht CO <sub>2</sub> -reductieplan [41]
	10%	40%	
Directe meestook	2,9	1,8	n.v.t.
Indirecte meestook	41,1	23,7	
Bijstook vergassing: FW	34,2	22,6	
Bijstook vergassing: Lurgi	84,1	55,5	
Bijstook langzame pyrolyse:			
- schone biomassa	50,8	50,8	
- niet-schone biomassa	70,8	70,6	
Bijstook snelle pyrolyse	53,2	53,2	
Bijstook HTU	46,7	33,8	
Bijstook verbranding met stoomzijdige integratie	65,8	45,7	
"Gerealiseerde" biomassaconversieplants			
- Biomassa/WKK Lelystad	67,8 (n=25)		9 kt/jaar, 7,8 Meuro
- Biomassa/WKK Cuijk	58,3 (n=25)		64 kt/jaar, 47,7 Meuro
- Bijstook sloophout STEG Klazinaveen / Essent	80,4 (n=10)		37 kt/jaar, 21,9 Meuro
- Afvalhout vergassing gas- ketel Hengelo / HoSt	92,4 (n=10)		5 kt/jaar, 3,4 Meuro

*Om de data van het projectenoverzicht CO<sub>2</sub>-reductieplan te kunnen vergelijken met de berekende resultaten voor de mee-/bijstookconcepten, zijn genoemde data herberekend met de volgende uitgangspunten: vermeden CO<sub>2</sub>-emissie [kt/jaar] uit [41], investering [MEuro] uit [39], restwaarde installatie na technische levensduur (afschrijvingsperiode): 0 MEuro, annuïteit:  $i = 6\%$ , levensduur mee-/bijstookinstallaties: 10 jaar, levensduur "stand-alone" installaties: 25 jaar.*

*“Beleidsafspraken op Hoofdpijnen: Kolencentrales en CO<sub>2</sub>-reductie”*

Tijdens de afrondingsfase van dit project kwam de mededeling (Stromen, 23 juni 2000) dat de elektriciteitsbedrijven met VROM en EZ op hoofdpijnen overeenstemming hebben bereikt betreffende de reductie van de CO<sub>2</sub>-emissies (6 Mt in 2010) van de kolengestookte E-centrales. Deze reductie zal worden gerealiseerd door een viertal maatregelen:

- De productiebedrijven zullen in hun huidige kolencentrales biomassa inzetten, waarbij ze uitgaan van een opgesteld vermogen van biomassa-installaties van 475 MW<sub>e</sub>, uitmondend in een CO<sub>2</sub>-emissiereductie van ca. 3 Mton/jaar in de 1<sup>e</sup>-budgetronde van 2008-2012 uit het Kyoto-protocol. Ook andere CO<sub>2</sub>-reductiemaatregelen m.b.t. de kolencentrales, bijv. gedeeltelijke substitutie door aardgas, zijn in dit kader toegestaan.
- Efficiency-verbetering bij zowel de kolen- en gascentrales, middels deelname aan een Bench Marking Convenant, resulterend in een CO<sub>2</sub>-emissiereductie van 2 Mt/jaar.
- Brandstofswitch steenkool – aardgas en biomassa-inzet in de kolenvergassingscentrale van Demkolec te Buggenum, resulterend in een CO<sub>2</sub>-emissiereductie van 0,5 Mt/jaar.
- Verdergaande CO<sub>2</sub>-emissiereductie middels additionele inzet biomassa/RDF in kolen-/gascentrales, alsmede het zodanig benutten van kolenreststoffen dat een CO<sub>2</sub>-reducerende effect optreedt; resulterend in een CO<sub>2</sub>-emissiereductie van 0,5 Mt/jaar

3 Mt/jaar CO<sub>2</sub>-emissiereductie bij kolencentrales, komt overeen met ruim 10% mee-/bijstook van biomassa. Deze ruim 10% mee-/bijstook doelstelling valt precies binnen de beschouwde range (10-40%) zoals deze in dit project gehanteerd wordt. De resultaten zoals weergegeven in deze studie kunnen derhalve uitstekend worden gebruikt als onderbouwing van een te volgen strategie door de E-bedrijven in het kader van genoemde Beleidsafspraken.



## 4. BIJSTOOKPOTENTIEEL BIOMASSA/AFVAL IN AARDGAS-GESTOOKTE INSTALLATIES

### 4.1 Introductie

*De informatie opgenomen in dit hoofdstuk is in hoofdzaak gebaseerd op een recente studie, getiteld “Studie Voorschakeling Vergassers voor Aardgasgestookte Energie-installaties”, zoals uitgevoerd door HoSt Efficiency in Energy in het kader van het Novem-EWAB programma (rapport: EWAB-0005, juni 2000).*

In deze HoSt-studie [5] is een analyse uitgevoerd naar het voorschakelen van biomassa-vergassers voor bestaande aardgas-gestookte ketelinstallaties en gasturbine-installaties in Nederland. De analyse betrof het creëren van inzicht t.a.v. de mogelijkheden voor de voorschakeling van biomassa-vergassers bij genoemde aardgas-gestookte installaties, het identificeren van het soort installaties waarvoor bijstook van biomassa op korte-termijn het meest aantrekkelijk is en het identificeren van specifieke technologische belemmeringen.

Overeenkomstig de bepaling van het mee-/bijstookpotentieel van biomassa in kolen-gestookte centrales, zal in dit hoofdstuk het bijstookpotentieel van biomassa in aardgas-gestookte installaties, middels voorschakeling van een biomassa-vergasser met stookgasreiniging, worden bepaald. Hierbij komen de volgende punten aan de orde:

- een overzicht van aardgas-gestookte installaties in Nederland, met o.a. het type installaties en de huidige biomassa bijstookinitiatieven;
- definitie van mogelijke bijstookconcepten, inclusief de uitvoering van integrale systeem-analyses, ter bepaling van de belangrijkste bijstook kengetallen (overall elektrisch rendement biomassadeel, specifiek benodigde additionele investeringskosten);
- bepaling van het milieutechnisch bijstookpotentieel en
- bepaling van het financieel-economisch bijstookpotentieel.

### 4.2 Aardgas-gestookte installaties in Nederland

#### 4.2.1 Aardgas-gestookte ketels

HoSt heeft i.s.m. Gasunie een inschatting gemaakt van het aantal aardgas-gestookte ketels in Nederland [5]. Voor de verschillende vermogensklassen wordt het totale potentieel weergegeven in tabel 4.1.

Tabel 4.1 *Overzicht aardgas-gestookte ketels in Nederland [5].*

Ketelvermogen [ton/uur]		Ketelvermogen [MW <sub>th</sub> ]		Aantal ketels	Totale ketelvermogen [MW <sub>th</sub> ]
min.	max.	min.	max.		
0	5	0	3,75	>700	> 1300
5	10	3,75	7,5	> 50	> 281
10	20	7,5	17,4	104	1295
20	30	17,4	26,1	20	435
30	40	26,1	34,8	10	305
40	50	34,8	43,5	9	352
50	75	43,5	65,3	8	435
75	100	65,3	87,0	3	228
Totaal				> 904	4631

Het *totale vermogen van aardgas-gestookte ketels in Nederland* bedraagt ruim 4,6 GW<sub>th</sub>. Het grootste deel van de aardgas-gestookte ketels wordt ingezet voor levering van proceswarmte. Een klein deel van de ketelinstallaties is ook uitgerust met een tegendruk stoomturbine, waarmee met een relatief laag rendement (10-20 %LHV) elektriciteit wordt geproduceerd. Een onbekend deel van de ketels dient slechts als “back-up” ketel, om in het geval van uitval van bijv. een gasturbine-installatie, de levering van proceswarmte zeker te stellen.

Vanwege de benodigde specifieke additionele investeringskosten van een biomassavergassingsinstallatie, zal voorschakeling bij zeer kleine ketels (< 7,5 MW<sub>th</sub>) financieel-economisch niet interessant zijn [5]. Indien deze ketels buiten beschouwing worden gelaten, bedraagt het *theoretisch ketelvermogen waarin kan worden bijgestookt* ruim 3 GW<sub>th</sub>.

Een belangrijk deel van de ketels zal naar verwachting niet het gehele jaar op vollast worden gestookt. Een maximaal vergasservermogen ter grootte van 50% van het vollast ketelvermogen lijkt een realistische aanname om een redelijk aantal uren per jaar met een vergassingsinstallatie in de basislast te kunnen voorzien [5]. In dit geval zullen laagcalorische gasbranders moeten worden geïnstalleerd om bij 50% last volledig met biogas te kunnen stoken. *Het theoretisch bijstookpotentieel voor biomassa* bedraagt onder genoemde veronderstelling ca. 1,5 GW<sub>th</sub>.

Indien verder wordt aangenomen dat ca. de helft van de ketels daadwerkelijk in aanmerking komt voor bijstook van biomassa (geschiktheid locatie, voldoende bedrijfsuren per jaar) dan bedraagt het *praktisch biomassa bijstookpotentieel* ca. 760 MW<sub>th</sub> [5].

#### 4.2.2 Aardgas-gestookte gasturbine installaties

Het grootste deel van het elektrisch vermogen in Nederland wordt geproduceerd met aardgas-gestookte gasturbine installaties. In totaal is naar schatting meer dan 6000 MW<sub>e</sub> aan opgesteld vermogen aanwezig [5]. Een overzicht van alle aardgas-gestookte gasturbine installaties wordt weergegeven in bijlage 6.1. Dit overzicht is gebaseerd op de resultaten van een inventarisatie van gasturbine installaties in Nederland, zoals deze door de Vereniging van GasTurbines (VGT) voor de HoSt-studie is gemaakt. De aanwezigheid van meerdere gasturbines van hetzelfde type op eenzelfde locatie is beschouwd als één centrale, samengesteld uit meerdere gasturbines. Omdat “nieuwe” installaties in de praktijk aantrekkelijker zullen zijn voor voorschakeling van een vergasser, is in bijlage 6.2 een overzicht opgenomen van gasturbine installaties die vanaf 1990 gerealiseerd zijn.

Bijstook van biomassa middels voorschakeling van een vergasser bij aardgas-gestookte gasturbine installaties is potentieel interessant vanwege de hoge realiseerbare elektrische rendementen in geval van grootschalige installaties, en de hoge WKK-rendementen van kleinschalige installaties.

Het grootste deel van de gasturbine installaties in Nederland is uitgerust met een nageschakelde afgassenketel, waarin de warmte aanwezig in de gasturbine uitlaatgassen wordt teruggewonnen t.b.v. stoomproductie. De energie-inhoud van de stoom kan worden benut in procesinstallaties of stadsverwarmingssystemen. Ook behoort geheel of gedeeltelijke aanwending voor de productie van (additionele) elektriciteit m.b.v. een stoomturbine tot de mogelijkheden. In Nederland zijn drie soorten aardgas-gestookte gasturbine installaties te onderscheiden [5]:

- installaties waarbij de (lage-druk) stoom die is geproduceerd in de afgassenketel volledig wordt ingezet t.b.v. warmtelevering (proceswarmte/stadsverwarming);
- installaties waarbij de (hoge-druk) stoom die is geproduceerd in de afgassenketel expandeert in een tegendruk stoomturbine t.b.v. elektriciteitsproductie; de stoom afkomstig uit de stoomturbine wordt vervolgens veelal alsnog ingezet t.b.v. warmtelevering;
- installaties waarbij de stoom expandeert tot zeer lage druk in een condenserende stoomturbine; de stoom wordt zoveel mogelijk gebruikt voor de productie van elektriciteit, eventueel kan een klein deel van de stoom uit de turbine worden afgetapt voor warmtelevering.

Bij een toename van de schaalgrootte van de installaties vindt, t.g.v. van een geringe warmtevraag in de infrastructuur waarin deze installaties zich veelal bevinden, over het algemeen een verschuiving plaats van het eerste (hoge W/K-verhouding) naar het tweede, en vervolgens het derde type installatie (lage W/K-verhouding) [5]. Bij de grotere installaties in Nederland, zoals in beheer bij de productiebedrijven, is vrijwel altijd een condenserende stoomturbine in het systeem opgenomen (STEG-eenheid).

Met STEG-eenheden ontworpen voor maximale elektriciteitsproductie kunnen elektrische rendementen worden gerealiseerd vanaf ca. 43 %LHV voor een capaciteit van 20 MW<sub>e</sub> tot ca. 55 %LHV op een schaal van 300 MW<sub>e</sub> [5]. Met installaties die zowel elektriciteit als warmte produceren kan een overall W/K-rendement tot ca. 90 %LHV worden gerealiseerd.

Bij een deel van de gasturbine-installaties voor de gecombineerde productie van elektriciteit en warmte, kan behalve in de gasturbine zelf, ook in de nageschakelde afgassenketel aardgas worden verstoekt [5]. Dit is mogelijk doordat het zuurstofpercentage in het gasturbine rookgas nog dusdanig is, dat het rookgas dienst kan doen als verbrandingslucht. De belangrijkste voordelen van bijstook van aardgas in de afgassenketel zijn: 1) een grotere flexibiliteit van de installatie, m.n. in het geval van een variërende warmtevraag en 2) een grotere betrouwbaarheid van de totale installatie. Het bijstook van aardgas in de afgassenketel vindt in de praktijk vnl. plaats bij industriële installaties voor de productie van elektriciteit en warmte. Grote centrales (STEG's) voor alleen elektriciteitsproductie hebben deze voorziening doorgaans niet. Een uitzondering vormen de in Nederland gerealiseerde Combi-installaties\*. In deze installaties kan een aanzienlijk vermogen op de ketel worden bijgestookt.

Bij de in Nederland geïnstalleerde gasturbine installaties zijn verschillende methoden gangbaar voor minimalisatie van de NO<sub>x</sub>-uitstoot [5]: 1) waterinjectie, 2) stoominjectie en 3) droge reductietechnieken ("dry low-NO<sub>x</sub> burners"). Het overgrote deel van de gasturbines gerealiseerd voor 1990 is uitgerust met water- of stoominjectie in de verbrandingskamer van de gasturbine (water/stoom-injectie -> verlaging vlamtemperatuur -> reductie thermische NO<sub>x</sub>-vorming). Het grootste deel van de gasturbines die de laatste 10 jaar zijn geïnstalleerd zijn uitgerust met een z.g. "dry low-NO<sub>x</sub>" verbrandingskamer [5].

Uit de overzichten van de gasturbine installaties in Nederland, zoals weergegeven in bijlage 6., blijkt dat het totaal opgestelde vermogen aan gasturbine installaties ca. 4325 MW<sub>e</sub> bedraagt (dit is exclusief het stoomturbinedeel bij STEG's!!!). Ca. 60% van de gasturbine installaties (2616,5 MW<sub>e</sub>) is op of na 1990 is gerealiseerd. De meeste van deze installaties zijn uitgerust met een "dry low-NO<sub>x</sub>" verbrandingskamer.

*Het totaal theoretisch vermogen beschikbaar voor bijstook van biomassa en het theoretische- en praktische bijstookpotentieel voor biomassa wordt weergegeven in paragraaf 4.3.*

#### 4.2.3 Huidige biomassa bijstookinitiatieven

Bijstook van "biogas" in aardgas-gestookte ketels vindt op kleine schaal reeds veelvuldig plaats. Het betreft dan de inzet van biogas afkomstig van decentrale vergistingsinstallaties en de inzet van stortgas. Grootschalige bijstook van biomassa in aardgas-gestookte ketels en gasturbine installaties, middels separate vergassing met stookgasreiniging, wordt in Nederland nog niet toegepast.

---

\* Combi-installatie: Voorschakeling gasturbine bij grootschalige ketelinstallaties met een condenserende stoomturbine met als uiteindelijk doel overall rendementsverbetering. Gedurende de jaren 80 zijn een groot aantal van dit type installaties in Nederland gerealiseerd [5].

Een vergevorderd initiatief waarvoor reeds een MER-procedure in gang is gezet is bijstook middels vergassing met additionele stookgasreining van zuiveringsslib en hoogcalorische gevaarlijke afvalstoffen in de Eemscentrale van EPON [42]. De verwachte verwerkingscapaciteit bedraagt maximaal 100 MW<sub>th</sub>, overeenkomend met een hoeveelheid zuiveringsslib van maximaal 200.000 ton d.s. per jaar. Door genoemde activiteit, waarmee naar verwachting ca. 40 MW<sub>e</sub> zal worden opgewekt, wordt een vermindering van het aardgasgebruik van de Eemscentrale verwacht van maximaal 3%.

### 4.3 Bijstookconcepten voor biomassa/afval

Voor bijstook van biomassa in aardgas-gestookte installaties worden een tweetal typen installaties beschouwd: 1) bijstook in aardgas-gestookte ketels en 2) bijstook in aardgas-gestookte gasturbine installaties.

Voor beide typen installaties zal de biomassa allereerst separaat worden vergast, waarna het geproduceerde stookgas uitgebreid wordt gereinigd in een lage-temperatuur nat gasreinigingssysteem.

#### 4.3.1 Bijstook in aardgas-gestookte ketels

Een overzicht van aardgas-gestookte ketels in Nederland is reeds weergegeven in tabel 4.1, paragraaf 4.2.1.

##### 4.3.1.1 Uitvoeringswijze ketels

T.a.v. aardgas-gestookte ketels wordt onderscheid gemaakt tussen cilindrische ketels en waterpijpketels [5]. Cilindrische ketels (één centrale brander, rookgas door pijpen in waterreservoir) zijn vanwege hun compacte bouwwijze relatief goedkoop en kunnen worden toegepast tot een stoomdruk van ca. 40 bar en een capaciteit van ca. 20 MW<sub>th</sub>. Voor de grotere vermogens en hogere drukkiveaus worden zogenaamde waterpijpketels (water/stoom door pijpen in vuurhaard) toegepast. Het aantal branders dat in een waterpijpketel wordt toegepast is afhankelijk van het thermisch vermogen. Het in de praktijk toegepaste maximale vermogen van een enkele brander in grote centrale ketels ligt tussen 30 en 40 MW<sub>th</sub>. In een vermogensklasse van 20 tot 70 MW<sub>th</sub> wordt, vanwege een hoge gewenste beschikbaarheid en een meer gelijkmatige vuurhaardbelasting, vaak een branderaantal van 2 tot 4 toegepast. Aardgas dat via een lage-druk (8,5 bara) distributienet wordt aangeleverd, wordt m.b.v. een regelklep gereduceerd tot 3,5 bara voor vollastbedrijf of tot enkele mbar voor deellastbedrijf. De capaciteit van de gasbrander kan op deze wijze tot ca. 20% worden gereduceerd.

##### 4.3.1.2 Bijstook-concepten

Voor het bijstoken van biomassa-stookgas in bestaande ketelinstallaties kunnen twee concepten worden onderscheiden [5]:

- bijmengen van biomassa-stookgas met aardgas en distributie naar alle branders;
- het installeren van speciale laagcalorische gasbranders voor verbranding van het bij te stoken biomassa-stookgas.

##### Bijmenging van biomassa-stookgas met aardgas en distributie naar alle branders

Bijmenging van biomassa stookgas tot 50% op energiebasis, zal volgens diverse branderleveranciers geen problemen opleveren t.a.v. van het verbrandingsproces [5]. De eigenschappen van het menggas zijn dusdanig dat verwacht wordt dat volledige verbranding met lage emissies zal plaatsvinden. Indien NH<sub>3</sub> uit het biomassa stookgas wordt verwijderd, zal de totale NO<sub>x</sub>-emissie lager worden t.g.v. de lagere vlamtemperatuur van het gasmengsel.

Een speciaal branderontwerp wordt pas noodzakelijk geacht bij de verbranding van laagcalorische gassen met een verbrandingswaarde van 4 tot 7 MJ/Nm<sup>3</sup> [5]. De volumestroom van het gas wordt dan zo groot dat het gas het stromingspatroon achter de brander mede gaat bepalen. Modificatie van een brandersysteem t.b.v. de verbranding van een gasmengsel met een lage calorische waarde zal in de praktijk neerkomen op: 1) vervanging van het bestaande gastoevoersysteem door een systeem geschikt voor een grotere volumestroom en 2) modificatie van de brander(s).

#### Installatie van speciale laagcalorische gasbranders

Indien de branders worden uitgevoerd als z.g. “duel fuel burners”, dan kan met deze branders behalve 100% laagcalorisch biomassa stookgas tevens 100% aardgas worden verstoekt. Vervanging van één of meerdere aardgasbranders door een “duel fuel burner” ligt in dit geval het meest voor de hand. Een voordeel t.o.v. bijmenging is dat de benodigde voordruk van het biomassa stookgas voor toevoer aan de brander beperkt kan blijven tot enkele honderden mbar. Verder blijft de flexibiliteit t.a.v. deellastbedrijf volledig gehandhaafd. Een indicatie van de investeringskosten van conventionele aardgasbranders en “duel fuel burners” wordt weergegeven in tabel 4.2.

*Tabel 4.2 Investeringskosten aardgasbranders en “duel fuel burners” (inclusief montage en inbedrijfstelling) [5].*

10 MW <sub>th</sub> aardgasbrander	18,2 kEuro
10 MW <sub>th</sub> “duel fuel burner”	27,2 kEuro
Gastoevoersysteem 10 MW <sub>th</sub> brander	7,3 kEuro
30 MW <sub>th</sub> aardgasbrander	45,4 kEuro
30 MW <sub>th</sub> “duel fuel burner”	68,1 kEuro
Gastoevoersysteem 30 MW <sub>th</sub> brander	18,2 kEuro
Modificatie ketel t.b.v. grotere branders	20% branderkosten
Modificatie branders (vervanging gaslanzen)	20% branderkosten

De verwachting is dat de benodigde investering voor de modificatie van een brandersysteem of de installatie van nieuwe branders slechts een relatief klein percentage vormt van de totale investeringskosten van de voorgeschakelde biomassavergassingsinstallatie [5].

#### 4.3.2 Bijstook in aardgas-gestookte gasturbine installaties

Voor het bijstoken van biomassa-stookgas in aardgas-gestookte gasturbine installaties kunnen twee concepten worden onderscheiden [5]:

- het bijstoken van biomassa stookgas in de gasturbine
- het bijstoken van biomassa stookgas in de nageschakelde afgassenketel

#### Bijstook in een gasturbine

Om de mogelijkheden voor het bijstoken van biomassa stookgas in bestaande gasturbines te analyseren, zijn in het kader van de HoSt-studie de volgende fabrikanten geconsulteerd [5]: General Electric (via Thomassen International), ABB, Ruston, Rolls Royce en Allison (via Centrax). Hierbij zijn de leveranciers o.a. de volgende vragen voorgelegd: Tot welk percentage kan laag- of middencalorisch biomassa stookgas in de gasturbines worden bijgestookt? Welke modificaties zijn noodzakelijk en wat zijn de benodigde kosten? Is het noodzakelijk rendementsverlagende maatregelen (verlaging turbine inlaattemperatuur, afblazen gecompriëerde lucht uit de compressor) te nemen als gevolg van een “mismatch” tussen de compressor- en turbinemassastroom?

De mogelijkheden voor het bijstoken van biomassa stookgas in bestaande gasturbines zijn sterk afhankelijk van: 1) de verbrandingstechnologie die wordt toegepast ter beperking van de NO<sub>x</sub>-emissie (“dry low-NO<sub>x</sub>” versus water-/stoominjectie) en 2) het type gasturbine (aeroderivative versus industrieel) [5].

De mogelijkheden voor het bijstoken van biomassa stookgas in gasturbines uitgerust met een “dry low-NO<sub>x</sub>” verbrandingskamer zijn volgens een tweetal leveranciers beperkt (GE: 0%, ABB: 10% laagcalorisch- of 5% middencalorisch gas, allen op energiebasis). De grootste limitering blijkt het gevaar voor vlamterugslag t.g.v. de aanwezigheid van waterstof. Daar meer dan 90% van de gasturbines die de laatste 10 jaar zijn geïnstalleerd gebaseerd zijn op “dry low-NO<sub>x</sub>”, is het bijstookpotentieel relatief gering. Een mogelijkheid om in dit type gasturbines toch biomassa-stookgas bij te kunnen stoken, is de vervanging van de verbrandingskamer door een verbrandingskamer met water-/stoominjectie. De kosten van een dergelijke modificatie worden door Thomassen International ingeschat op ca. 20% van de gasturbine investering [5].

De mogelijkheden voor het bijstoken van biomassa stookgas in *industriële gasturbines*, die zijn uitgerust met *water-/stoominjectie verbrandingskamers*, m.n. gasturbines ouder dan 10 jaar en kleinere gasturbines, lijken groot [5]. Na modificatie kan tot 100% laagcalorisch gas worden verstoekt. Vanaf een bijstookpercentage (energiebasis) ter grootte van ca. 25% laagcalorisch gas, is vervanging van de gehele verbrandingskamer noodzakelijk [5]. Bij lagere bijstookpercentages is de vervanging van bestaande branders door “dual fuel burners” noodzakelijk. Bij zeer lage bijstookpercentages, tot enkele procenten, kan worden volstaan met modificatie van de bestaande branders.

Het aantal *aeroderivative gasturbines* dat in Nederland is geïnstalleerd, is beperkt tot drie. Bijstook van biomassa stookgas beperkt zich momenteel uitsluitend tot het type GE-LM2500.

#### Bijstook in een afgassenketel

Het voorschakelen van een biomassavergasser bij afgassenketels, die zijn voorzien van een stookvoorziening voor aardgas blijkt, middels plaatsing van enkele extra kanaalbranders, technologisch gezien relatief eenvoudig haalbaar. Deze zijn noodzakelijk om de grotere volumestroom laagcalorisch gas te kunnen verwerken. Het biomassa stookgas kan separaat of gemengd met aardgas worden verstoekt. Als gevolg van het bijstoken zal de temperatuur van het rookgas stijgen. Tot 800°C kunnen conventionele afgassenketels met ongekoelde rookgaskanalen worden toegepast. Bij hogere temperaturen tot 1100°C dienen speciale gekoelde kanalen te worden toegepast, en bij nog hogere temperaturen dient i.p.v. een afgassenketel een conventionele ketel met vuurhaard en watergekoelde wandpijpen te worden toegepast. Bij de meeste gerealiseerde met aardgas bijgestookte afgassenketels in Nederland is, mede in verband met het investeringsniveau, een maximum bijstookpercentage geselecteerd dat lager ligt dan 40% [5]. Bijstook van biomassa stookgas in afgassenketels die niet zijn voorzien van een stookinstallatie is beperkt, i.v.m. de specifieke eisen die worden gesteld aan het ontwerp van het rookgaskanaal.

#### 4.3.3 Potentiële uitvoeringswijze biomassa bijstookconcepten

De volgende bijstookconcepten worden onderscheiden [5]:

- bijstook in aardgas-gestookte ketels, met:
  - bijmenging van biomassa-stookgas met aardgas en distributie naar alle branders
  - installatie van specifieke laag-calorische gasbranders voor bijstook van biomassa-stookgas
- bijstook in aardgas-gestookte gasturbine installaties:
  - bijstook van biomassa-stookgas in de gasturbine
  - bijstook van biomassa-stookgas in de nageschakelde afgassenketel
- bijstook in Combi-centrales

Voor bijstook van biomassa in aardgas-gestookte installaties dient de brandstof allereerst in een stookgas te worden geconverteerd. Daar aardgas-gestookte installaties, vanwege het gebruik van de schone brandstof aardgas, i.t.t. kolengestookte centrales zoals besproken in hoofdstuk 3., niet beschikken over een uitgebreide rookgasreiniginginstallatie dient het geproduceerde biomassa-stookgas, dat wordt geproduceerd door een voorgeschakeld vergassingsproces, verregaand te worden gereinigd, om enerzijds technische problemen (dauwpuntscorrosie (HCl, H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>), hogetemperatuur corrosie (HCl), condensatie (teer) en erosie (stof, as)) in de conventionele installaties te voorkomen en anderzijds te kunnen voldoen aan van toepassing zijnde lucht-emissie-eisen. Voor biomassa bijstook zal derhalve gebruik worden gemaakt van een atmosferische- of drukvergasser gecombineerd met een uitgebreid stookgasreinigingssysteem.

Om aan de NO<sub>x</sub>-eisen volgens de BLA- of BEES-emissierichtlijnen te kunnen voldoen, is verregaande verwijdering van ammoniak uit het biomassa-stookgas noodzakelijk. Vereiste verwijderingspercentages van > 95% kunnen vooralsnog alleen worden gerealiseerd m.b.v. een natte wasinstallatie. Afhankelijk van het type biomassa, zal potentieel ook voor de verwijdering van H<sub>2</sub>S zal een natte wasinstallatie noodzakelijk zijn. Bij toepassing van een natte wasinstallatie is tevens een afvalwaterbehandelingsinstallatie vereist. T.b.v. de realisatie van een voldoende laag stofgehalte is tevens een doekenfilter of een elektrostatisch filter vereist.

Teneinde te voorkomen dat teren die na de wassing in het stookgas resteren condenseren in de nageschakelde installaties, is opwarming van het stookgas na de wasinstallatie, in het geval van bijstook in aardgas-gestookte ketels, van belang.

De eisen die worden gesteld aan biomassa-stookgas in geval van bijstook in een afgassenketel zijn dezelfde als die gelden voor bijstook in aardgas-gestookte ketels.

De “hardware” eisen die worden gesteld bij bijstook van biomassa-stookgas in gasturbines, m.b.t. alkalimetalen, stof, HCl en Va/Cd, zijn door de grote verdunning met aardgas relatief mild. De uitvoeringswijze van de benodigde gasreiniging zal m.n. worden bepaald door de eisen, zoals deze worden gesteld aan het gehalte H<sub>2</sub>S, NH<sub>3</sub>, stof en Hg/Cd in het biomassa-stookgas [5].

Zoals reeds in paragraaf 4.2.1 is aangegeven bedraagt het praktisch biomassa bijstookpotentieel in Nederland in aardgas-gestookte ketels ca. 760 MW<sub>th</sub> [5]. Voor het grootste deel van de projecten kan worden gedacht aan een vergasservermogen van 4 tot 8 MW<sub>th</sub> [5]. Voor de grootste projecten kan worden gedacht aan vergassingsinstallaties met een vermogen van ca. 40 MW<sub>th</sub> [5].

Zoals reeds in paragraaf 4.2.2 is aangegeven bedraagt het totaal opgestelde vermogen aan gasturbine installaties in Nederland ca. 4325 MW<sub>e</sub> (exclusief stoomturbinedeel bij STEG's) [5]. Ca. 60% van deze installaties is op of na 1990 gerealiseerd en zijn voorzien van “dry low-NO<sub>x</sub>” verbrandingskamers [5]. Bij dit type gasturbines zal potentieel de gehele verbrandingskamer moeten worden vervangen door een verbrandingskamer met water-/stoominjectie, alvorens biomassa-stookgas kan worden verstoekt/bijgestoekt. Dit vergt een additionele investering ter orde grootte van 20% van de gasturbine investering [5].

De mogelijkheden om biomassa-stookgas bij te stoken in gasturbines, met een water-/stoominjectie verbrandingskamer, m.n. gasturbines ouder dan 10 jaar en kleinere gasturbines, zijn groot. Indien gewenst kan tot 100% biomassa-stookgas worden verstoekt. Vanaf bijstook van 25% laagcalorisch stookgas, is vervanging van de totale verbrandingskamer noodzakelijk [5]. Bij lagere bijstookpercentages is vervanging van bestaande branders door “dual fuel burners” vereist. Bij enkele procenten bijstook kan worden volstaan met modificatie van bestaande branders.

Uit [5] volgt dat pas bij een bijstookpercentage van ca. 5% een behoorlijk aantal bijstookprojecten in Nederland kan worden gerealiseerd. Het vergasservermogen bedraagt dan minder dan 40 MW<sub>th</sub>. Bij hogere bijstookpercentages kunnen grotere vergassers worden gerealiseerd met het voordeel van “economy-of-scale”. Voor het grootste deel van de potentiële projecten in Nederland dient te worden gedacht aan vergasservermogens kleiner dan 80 MW<sub>th</sub> [5].

Indien alleen gasturbines worden beschouwd met een leeftijd van ten hoogste 10 jaar, en indien het bijstookpercentage bij gasturbines voorzien van een “dry low-NO<sub>x</sub>” verbrandingskamer wordt beperkt tot 10% op energiebasis (H<sub>2</sub>-concentratie maximaal 5% -> oorspronkelijke verbrandingskamers kunnen mogelijk worden gehandhaafd), wordt het theoretisch bijstookpotentieel sterk beperkt.

Het *theoretisch potentieel van het bijstoken van biomassa-stookgas in gasturbines* bedraagt meer dan 5000 MW<sub>th</sub> bij een (willekeurig) bijstookpercentage van 40% [5]. Indien alleen installaties van na 1990 worden beschouwd, bedraagt dit potentieel ca. 2600 MW<sub>th</sub>. Indien gasturbines met een “dry low-NO<sub>x</sub>” verbrandingskamer vanwege bijv. een te hoog investeringsniveau niet kunnen worden gemodificeerd, dan blijft het theoretisch bijstookpotentieel beperkt tot ca. 850 MW<sub>th</sub> [5]. Indien wordt aangenomen dat om praktische redenen slechts 50% daadwerkelijk kan worden benut dan bedraagt *het praktisch bijstookpotentieel* ca. 425 MW<sub>th</sub> [5].

Voor de bepaling van het bijstookpotentieel van biomassa-stookgas in afgassenketels, is ervan uitgegaan dat deze kunnen worden bijgestookt tot een percentage van 40% van het gasturbine brandstofvermogen (T: 800°C -> conventionele afgassenketel kan worden gehandhaafd) [5]. Voor de bepaling van het vergasservermogen/-capaciteit wordt ervan uitgegaan dat gemiddeld een basislast van ca. 50% van het bijstookvermogen mogelijk is. Het *praktisch potentieel* voor bijstook in afgassenketels wordt ingeschat op 210 MW<sub>th</sub> [5]. Indien alleen installaties van na 1990 worden beschouwd neemt dit potentieel af tot ca. 90 MW<sub>th</sub>.

Het totale brandstofvermogen van in Nederland beschikbare Combi-installaties is aanzienlijk (4750 MW<sub>th</sub>) [5]. Daar deze installaties de laatste jaren weinig in bedrijf zijn geweest en ze een hoge leeftijd hebben bereikt, valt het te betwijfelen of dit type installaties in de toekomst nog een rol van betekenis zullen spelen. Dit type installaties is derhalve in deze studie verder buiten beschouwing gelaten.

#### 4.4 Systeemanalyses bijstookconcepten

Daar deze studie zich concentreert op de productie van elektriciteit, en op de analyse van het biomassa bijstookpotentieel aan de totale elektriciteitsproductie van Nederland, is uitsluitend het concept waarin biomassa middels een voorgeschakelde vergasser wordt geconverteerd in stookgas, waarna het gereinigde en gecompriëerde stookgas wordt bijgestookt in een relatief nieuwe (< 10 jaar) gasturbine met een “dry low-NO<sub>x</sub>” verbrandingskamer en een nageschakelde condenserende stoomturbine (STEG), geselecteerd voor een nadere systeemanalyse.

In deze analyse worden de volgende kengetallen voor de conversie van de biomassabrandstof bepaald: het netto elektrisch conversierendement [%LHV], de specifieke additionele investeringskosten [Euro/kW<sub>e</sub>] en de additionele B&O-kosten [jaarlijks percentage van de additionele investering]. Deze kengetallen worden in paragraaf 4.5 gebruikt voor de financieel-economische evaluatie van de verschillende alternatieven.

Bijstook in aardgas-gestookte ketels wordt niet nader geanalyseerd, daar deze installaties in Nederland voornamelijk worden ingezet voor levering van proceswarmte, en voor een klein percentage voor de productie van elektriciteit met een tegendruk stoomturbine (netto elektrisch-rendement: 10-20 %LHV). Ook bijstook in een gasturbine nageschakelde afgassenketel wordt niet nader geanalyseerd, daar grote STEG-eenheden uitgelegd voor maximale elektriciteitsproductie doorgaans geen voorziening voor gasbijstook in de afgassenketel bezitten. Daar voor bepaling van het bijstookpotentieel alleen relatief nieuwe (< 10 jaar) gasturbines worden beschouwd, en meer dan 90% van de gasturbines die de laatste 10 jaar zijn gerealiseerd zijn voorzien van een “dry low-NO<sub>x</sub>” verbrandingskamer, worden “oude” gasturbines met een water-/stoominjectie verbrandingskamer, niet nader in de analyse beschouwd.



Ondanks de technische mogelijkheden voor bijstook in Combi-installaties, wordt vanwege de geringe beschikbaarheid van deze installaties de laatste jaren en het onduidelijke perspectief van de inzet van deze installaties in de toekomst, verder niet op dit concept ingegaan.

In tabel 4.3 wordt een overzicht gegeven van het theoretisch en praktisch potentieel aan bijstookprojecten voor Nederland (directe bijstook in gasturbine installaties).

Tabel 4.3 *Inschatting potentieel aan bijstookprojecten voor Nederland (directe bijstook in gasturbines) [5].*

Vergasser vermogen [MW <sub>th</sub> ]	Bijstookpercentage stookgas [% energiebasis]					
	10		20		40	
	aantal projecten	MW <sub>th</sub>	aantal projecten	MW <sub>th</sub>	aantal projecten	MW <sub>th</sub>
5-10	14	104	8	85	34	177
10-20	23	291	14	200	10	163
20-40	4	95	26	707	13	362
40-80	7	340	4	189	23	1215
> 80	1	341	8	1388	12	3103
Theoretisch potentieel	49	1171	60	2569	92	5020
Praktisch potentieel <sup>1</sup>	24	586	30	1285	46	2510

<sup>1</sup> Aanname: 50% van de installaties komt daadwerkelijk in aanmerking voor bijstook (geschiktheid locatie, interesse eigenaar, bedrijfsuren per jaar)

Uit de economische evaluatie, zoals uitgevoerd door HoSt [5], komen, onder de door HoSt gehanteerde uitgangspunten, de volgende 13 Nederlandse STEG-installaties naar voren als potentieel economisch rendabele gasturbine bijstookprojecten.

Tabel 4.4 *Overzicht van de 13 grootste STEG's in Nederland die in aanmerking komen voor bijstook van biomassa middels een voorgeschakelde vergasser [5].*

Centrale	Type gasturbine	NO <sub>x</sub> -red.	In bedrijfsname	GT vermogen [MW <sub>e</sub> ]	Verg. verm. 10% bijstook [MW <sub>th</sub> ]	Verg. verm. 20% bijstook [MW <sub>th</sub> ]
Eems, EPON	5 * MS9001F	dl-NO <sub>x</sub>	96	1125	<b>341</b>	682
Delfzijl, AKZO	GE F9A	dl-NO <sub>x</sub>	99	240	<b>73</b>	145
Moerdijk, EPZ	3 * KWU V64.3	dl-NO <sub>x</sub>	95	178	<b>52</b>	105
Diemen, UNA	ABB GT 13 E2	dl-NO <sub>x</sub> /st	95	165	<b>49</b>	97
Lage-Weide, UNA	ABB GT 13 E2	dl-NO <sub>x</sub> /st	95	165	<b>49</b>	97
Galileistraat, EZH	ABB GT 8	dl-NO <sub>x</sub>	88	150	44	88
Hemweg, UNA	ABB GT 13	dl-NO <sub>x</sub>	88	145	43	85
Merwede, UNA	ABB GT 13	dl-NO <sub>x</sub>	89	145	43	85
Merwede, UNA	4 * ABB GT 9	dl-NO <sub>x</sub>	78-84	124	43	86
R'dam, Eurogen.	2 * GE Frame 6	stoominj.	94	76	<b>25</b>	49
Donge, EPZ	ABB GT 13 D	waterinj.	75	75	23	46
Lage-Weide, UNA	ABB GT 11 D	dl-NO <sub>x</sub>	87	66	21	41
Roca centr., EZH	2 * GE PG 5341	stoominj.	82	50	19	37
Theoretisch potentieel				2704	825	1643
Praktisch potentieel <sup>1</sup>					412	821

<sup>1</sup> Aanname: 50% van de installaties komt daadwerkelijk in aanmerking voor bijstook (geschiktheid locatie, interesse eigenaar, bedrijfsuren per jaar)

Op grond van de reeds in het begin van deze paragraaf weergegeven uitgangspunten 1) uitsluitend installaties jonger dan 10 jaar worden beschouwd en 2) voor gasturbines met een “dry low-NO<sub>x</sub>” verbrandingskamer bedraagt het maximaal bijstookpercentage op energiebasis 10%, bedraagt het totale theoretische bijstookpotentieel van de centrales zoals weergegeven in tabel 4.4 “slechts” 589 MW<sub>th</sub> en het praktisch bijstookpotentieel 295 MW<sub>th</sub>.

#### 4.4.1 Uitgangspunten systeemevaluaties / analyse methodiek

Voor de systeemevaluaties is een “base-case” aardgas-gestookte STEG-installatie gedefinieerd met de volgende kengetallen (één STEG van de Eemscentrale):

- netto elektrische output: 335 MW<sub>e</sub> (220 MW<sub>e</sub> gasturbine, 115 MW<sub>e</sub> stoomturbine)
- netto elektrische systeem efficiency: 55 %LHV
- thermische systeem input: 609 MW<sub>th</sub>
- bedrijfstijd: 6000 uur/jaar (overeenkomstig de steenkool centrales)

Er wordt middels drie “cases” 5, 10 en 20% biomassa-stookgas op energiebasis bijgestookt. Hiertoe wordt de biomassa “upstream” vergast in een atmosferisch bedreven CFB-vergasser, waarna het “ruwe” stookgas wordt gekoeld, gereinigd (doekenfilter en scrubber), gecomprimeerd en gemengd met aardgas verbrand in de gasturbine, voor elektriciteitsproductie m.b.v. de turbine gekoppelde generator. De warmte die vrijkomt bij de afkoeling van het stookgas (850 -> ca. 200°C) wordt gebruikt voor de productie van een additionele hoeveelheid stoom, die tezamen met de stoom die wordt geproduceerd in de nageschakelde afgassenketel, wordt gebruikt voor de productie van een additionele hoeveelheid elektriciteit in het stoomturbine deel van de STEG-eenheid. **Een belangrijk uitgangspunt bij de systeemanalyses is dat de netto elektrische systeemoutput in het geval van bijstook onveranderd dient te blijven t.o.v. alleen aardgas bedrijf.**

Overige uitgangspunten systeemanalyses:

- Heet gasrendement “grootschalige” CFB-vergasser: 90% (overeenkomstig Lurgi-vergasser voor bijstook bij kolencentrale). Hiervan wordt 15% i.v.v. bruikbare warmte en 75% i.v.v. chemische energie geproduceerd.
- Extra elektrisch verbruik t.g.v. bijstook laagcalorisch gas [5]: 4,3 kWh<sub>e</sub>/GJ<sub>th</sub> gas (dit is inclusief: eigen gebruik vergasser, extra output GT t.g.v. grotere massastroom gas, extra output ST t.g.v. grotere energie-inhoud GT rookgas, en de extra benodigde elektrische input voor de stookgascompressie (= negatieve output).
- Netto elektrisch rendement stoomturbine voor conversie stoom stookgaskoeler naar elektriciteit: 30 %.
- Investering vergassereiland (ontvangst/opslag, vergasser, gasreiniging (filter + scrubber), afvalwaterbehandeling), tabel 19 HoSt-studie [5]: 37,9 MW<sub>th</sub>: 38,7 MEuro; 75,3 MW<sub>th</sub>: 37,6 MEuro; 151,1 MW<sub>th</sub>: 62,2 MEuro.
- Specifieke investeringskosten gasturbine (220 MW<sub>e</sub>), tabel 17 HoSt-studie [5]: 176 Euro/kW<sub>e</sub>.
- Kosten gasturbine modificatie, tabel 17 HoSt-studie [5]: 5% bijstook: 3% GT-inv. (aanname); 10% bijstook: 5% GT-inv.; 20% bijstook: 20% GT-inv. (= vervanging “dry low-NO<sub>x</sub>” door water-/stoominjectie verbrandingskamer).
- Kosten stookgascompressor, tabel 17 HoSt-studie [5]: 5% bijstook: 2,5 MEuro; 10% bijstook: 4,1 MEuro; 20% bijstook: 6,8 MEuro.
- Additionele kosten integratie stookgascompressor met gemodificeerde gasturbine: 17% van de som van de gasturbine modificatiekosten en de kosten van de stookgascompressor [5].

#### 4.4.2 Resultaten systeemevaluaties

Tabel 4.5 *Resultaten systeemberekeningen.*

Concept	5% bijstook	10% bijstook	20% bijstook
Thermische biomassa input [MW <sub>th</sub> ]	37,9 (6,1%)	75,3 (12,1%)	151,1 (23,7%)
Bruto elektrische output biomassadeel [MW <sub>e</sub> ]	17,3	34,5	69,1
Extra eigen gebruik [MW <sub>e</sub> ]	-0,5	-1,1	-2,1
Netto elektrische output biomassadeel [MW <sub>e</sub> ]	16,8	33,4	67,0
Netto elektrisch rendement biomassadeel [%LHV]	44,3	44,3	44,3
Additioneel benodigde investering [MEuro]	25,2	44,7	79,2
Specifieke additionele investeringskosten [Euro/kW <sub>e</sub> ]	1501,8	1338,3	1182,5
Jaarlijkse B&O-kosten [% add.investering]	4	4	4
Bedrijfstijd [uur/jaar]	6000	6000	6000

#### 4.5 Financieel-economisch bijstookpotentieel

De financieel-economische evaluatie vindt plaats voor een drietal fracties aan bijgestookte biomassa en afval, nl. 5%, 10% en 20% op energiebasis. Omdat het in alle gevallen cases betreft die toegepast worden bij bestaande installaties, is de analyse uitsluitend gebaseerd op meerkosten en extra opbrengsten. Een ander belangrijk uitgangspunt is dat er twee variabelen zijn waartussen het verband nader onderzocht wordt, n.l. de prijs van de biomassa in relatie tot de benodigde meerprijs per kWh<sub>e</sub> om een financieel rendement van 15% te behalen op het eigen vermogen na belasting. Voor de hoeveelheid af te dragen belasting wordt daarbij uitgegaan van de meest ongunstige situatie, n.l. een belastingdruk van 35%. Voorts wordt verondersteld dat er gebruik gemaakt kan worden van een tweetal stimuleringsmaatregelen, namelijk de Energie InvesteringsAftrek (EIA) en de Vervroegde Afschrijving MILieuinvesteringen (VAMIL). Ook is verondersteld dat voor het te lenen bedrag gebruik gemaakt kan worden van een lening met verlaagd rentetarief op de groenfondsenmarkt. De groenfondsen staan momenteel onder grote druk, maar de verwachting is dat het nieuwe belastingstelsel zodanig aangepast zal worden dat de fondsen voldoende aantrekkelijk zullen blijven voor beleggers. **De REB-terugsluizing ter hoogte van 1,75 Euro ct/kWh<sub>e</sub> (3,85 ct/kWh<sub>e</sub>, in het jaar 2001) wordt geacht onderdeel te zijn van de benodigde meerprijs per kWh<sub>e</sub> en is dus bij deze analyse buiten beschouwing gelaten.**

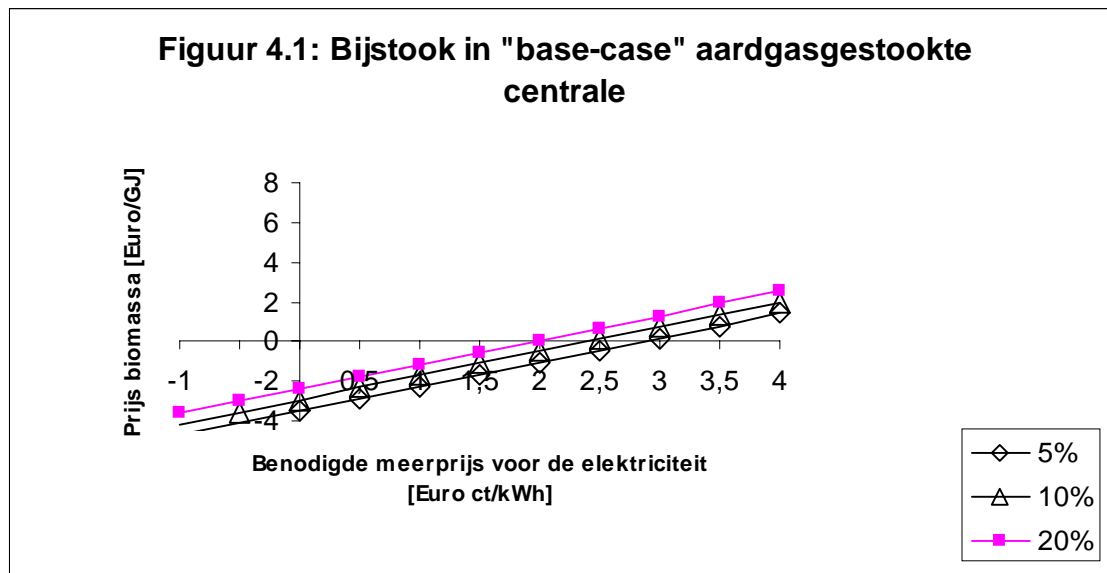
#### 4.5.1 Input-data

Tabel 4.6 Financiële input-data.

EIA (subsidie op de add. investering) [%]	14
VAMIL (omgerekend naar subsidie op de add. investering na aftrek van de EIA) [%]	11
Aandeel vreemd vermogen [%]	80
Rente op vreemd vermogen (groenfinanciering) [%]	5,5
Inflatie op kosten voor onderhoud en bediening [%]	2,25
Looptijd project (gelijk aan looptijd lening) [jaar]	10
Vennootschapsbelasting [%]	35
Prijs aardgas [Euro/GJ <sub>th</sub> ]	2,18

Als technische input-data zijn de berekeningsresultaten gebruikt zoals weergegeven in paragraaf 4.4.2 tabel 4.5.

#### 4.5.2 Resultaten bijstook cases “base-case” aardgas-gestookte STEG-installatie



In figuur 4.1 is voor bijstook van biomassa in een aardgas-STEg het verband gegeven tussen de prijs van de biomassa en de daarbij benodigde meerprijs voor de elektriciteit voor een financieel rendabele bedrijfsvoering. De berekeningen zijn doorgevoerd tot en met een “negatieve” meerprijs om ook de situatie weer te geven waarin de brandstofleverancier betaalt voor het door de elektriciteitscentrales afnemen (verwerken) van de brandstof. Omdat de prijs voor de biomassa de enige onafhankelijke variabele is die de benodigde meerprijs voor de elektriciteit bepaalt (afhankelijke variabele), bestaat er een lineair verband. Tevens is het effect te zien van de lagere investeringskosten bij een grotere fractie biomassa/afval-inzet. Hoe lager de investeringskosten, des te lager de benodigde meerprijs voor de elektriciteit bij een vaste prijs voor de brandstof. Omdat bij een grotere fractie biomassa/afval-inzet slechts de specifieke investeringskosten wijzigen, maar alle andere specifieke data (bijna) constant blijven, zal de hellingshoek van de lijn niet veranderen: de lijn schuift in zijn geheel omhoog. Dit geldt tevens wanneer de B&O-kosten zouden wijzigen.

### *Kosten per ton vermeden CO<sub>2</sub>-emissie*

Voor de berekening van de kosten per ton vermeden CO<sub>2</sub>-emissie is de volgende methodiek gehanteerd:

- Voor 5, 10 en 20% bijstook op energiebasis (37,9, 75,3 en 151,1 MW<sub>th</sub>) bedraagt de aardgasbesparing 25,9, 51,5 en 103,3 miljoen Nm<sup>3</sup>/jaar.
- Specifieke CO<sub>2</sub>-emissie aardgasverbranding: 1,77 kg CO<sub>2</sub>/Nm<sup>3</sup> (calorische waarde: 31,6 MJ/Nm<sup>3</sup>).
- CO<sub>2</sub>-emissiereductie t.g.v. 5, 10 en 20% bijstook: 45.844, 91.083 en 182.771 ton/jaar.
- Biomassaprijs: 2 Euro/GJ<sub>th</sub> (ca. 80 NLG/ton d.s.)
- Additioneel benodigde meerprijs per kWh<sub>e</sub> voor 5, 10 en 20% bijstook aardgas-STEG (zie figuur 4.1): 4,2, 3,8 en 3,5 Euroct/kWh<sub>e</sub>. **Dit is de additioneel benodigde meerprijs, exclusief een REB terugsluizing van 3,85 ct/kWh<sub>e</sub>, om het gewenste financiële rendement (uitgangspunten zie paragraaf 4.5.1) te behalen. Inclusief deze terugsluizing is er dus globaal geen of slechts een geringe additionele meerprijs noodzakelijk.**
- Elektriciteitsproductie 5, 10 en 20% biomassa bijstookdeel: 1,008\*10<sup>8</sup>, 2,004\*10<sup>8</sup> en 4,02\*10<sup>9</sup> kWh<sub>e</sub>/jaar.
- Additionele kosten bij 5, 10 en 20% bijstook: 4.233.600, 7.615.200 en 14.070.000 Euro/jaar.
- Kosten per ton vermeden CO<sub>2</sub>-emissie bij 5, 10 en 20% bijstook: 92, 84 en 77 Euro/ton CO<sub>2</sub> (203, 184 en 165 NLG/ton CO<sub>2</sub>).

## 4.6 Discussie

### *Typen installaties*

V.w.b. aardgas-gestookte installaties in Nederland zijn een tweetal typen te onderscheiden, te weten: aardgas-gestookte ketels en aardgas-gestookte gasturbine installaties (de relatief oude en gering ingezette Combi-installaties buiten beschouwing gelaten) Bijstook van biomassa/afval in aardgas-gestookte installaties kan in principe middels een tweetal concepten plaatsvinden: 1) bijstook middels separate vergassing met een uitgebreide stookgasreiniging en 2) bijstook middels separate verbranding met stoomzijdige integratie. In deze studie is uitsluitend het eerste concept beschouwd. Bijstook middels separate verbranding met stoomzijdige integratie wordt in dit geval, i.t.t. bijstook bij steenkool gestookte centrales, vooralsnog niet als een interessant concept beschouwd. De verwachting is dat de conditie van de stoom geproduceerd in de separate verbrandingsinstallatie/stoomketel, in de aardgas-gestookte installaties niet dusdanig kan worden opgewaardeerd/geconverteerd, dat hiermee een (aanzienlijke) toename van het biomassaconversierendement naar elektriciteit kan worden bewerkstelligd. Of deze veronderstelling ook daadwerkelijk juist is zou voor bepaalde specifieke situaties/infrastructuren nader moeten worden beschouwd, daar de benodigde technologie, i.t.t. vergassing met uitgebreide stookgasreiniging, volledig commercieel beschikbaar is; terwijl ook de benodigde additionele investeringskosten relatief laag zijn. Een additioneel onderzoekspunt is hoeveel biomassa op deze wijze kan worden bijgestookt, daar het stoomsysteem dat optimaal is uitgelegd voor de aardgasinfrastructuur hiertoe slechts een beperkte ruimte zal laten.

### *Aardgas-gestookte ketels*

Uit een studie uitgevoerd door HoSt blijkt dat het totale ketelvermogen in Nederland ruim 4600 MW<sub>th</sub> bedraagt. Het grootste deel van deze ketels wordt ingezet voor de levering van uitsluitend proceswarmte. Een klein deel wordt van de ketels is tevens uitgevoerd met een tegendruk stoomturbine, waarmee met een relatief laag rendement elektriciteit wordt geproduceerd Een onbekend deel van de ketels dient als “back-up” ketel om, bij eventuele calamiteiten, de levering van proceswarmte zeker te stellen.

### *Aardgas-gestookte gasturbine installaties*

In totaal is naar schatting in Nederland meer dan 6000 MW<sub>e</sub> aan opgesteld vermogen aan aardgas-gestookte GT-installaties aanwezig. Een overzicht van alle aardgas-gestookte gasturbine installaties wordt weergegeven in bijlage 6.1 en dat van “nieuwe” installaties (vanaf 1990) in bijlage 6.2.

Het grootste deel van de GT-installaties in Nederland is uitgerust met een nageschakelde afgassenketel, waarin de warmte aanwezig in de gasturbine uitlaatgassen wordt teruggewonnen t.b.v. stoomproductie. De energie-inhoud van de stoom kan worden benut in procesinstallaties of stadsverwarmingssystemen. Ook behoort geheel of gedeeltelijke aanwending voor de productie van (additionele) elektriciteit m.b.v. een stoomturbine tot de mogelijkheden. In Nederland zijn drie soorten aardgas-gestookte gasturbine installaties te onderscheiden: 1) installaties waarbij de (lage-druk) stoom die is geproduceerd in de afgassenketel volledig wordt ingezet t.b.v. warmtelevering (proceswarmte/stadsverwarming), 2) installaties waarbij de (hoge-druk) stoom die is geproduceerd in de afgassenketel expandeert in een tegendruk stoomturbine t.b.v. elektriciteitsproductie; de stoom afkomstig uit de stoomturbine wordt vervolgens veelal alsnog ingezet t.b.v. warmtelevering en 3) installaties waarbij de stoom expandeert tot zeer lage druk in een condenserende stoomturbine; de stoom wordt zoveel mogelijk gebruikt voor de productie van elektriciteit, eventueel kan een klein deel van de stoom uit de turbine worden afgetapt voor warmte-levering. Bij de grotere GT-installaties in Nederland, zoals in beheer bij de productiebedrijven, is vrijwel altijd een condenserende stoomturbine in het systeem opgenomen (STEG-eenheid)

Bij een deel van de GT-installaties voor de gecombineerde productie van elektriciteit en warmte, kan behalve in de gasturbine zelf, ook in de nageschakelde afgassenketel aardgas worden verstoekt. De bijstook van aardgas in de afgassenketel vindt in de praktijk vnl. plaats bij industriële installaties voor de productie van elektriciteit en warmte. Grote centrales (STEG's) voor alleen elektriciteitsproductie hebben deze voorziening doorgaans niet

Bij de in Nederland geïnstalleerde GT-installaties zijn verschillende methoden gangbaar voor minimalisatie van de NO<sub>x</sub>-uitstoot: 1) waterinjectie, 2) stoominjectie en 3) droge reductietechnieken (“dry low-NO<sub>x</sub> burners”). Het overgrote deel van de gasturbines gerealiseerd voor 1990 is uitgerust met water- of stoominjectie in de verbrandingskamer van de gasturbine; terwijl het grootste deel van de gasturbines die de laatste 10 jaar zijn geïnstalleerd zijn uitgerust met een z.g. “dry low-NO<sub>x</sub>” verbrandingskamer.

Uit de overzichten van de gasturbine installaties in Nederland, zoals weergegeven in bijlage 6., blijkt dat het totaal opgestelde vermogen aan gasturbine installaties ca. 4325 MW<sub>e</sub> bedraagt (dit is exclusief het stoomturbinedeel bij STEG's!!!). Ca. 60% van de gasturbine installaties (2616,5 MW<sub>e</sub>) is op of na 1990 is gerealiseerd. De meeste van deze installaties zijn uitgerust met een “dry low-NO<sub>x</sub>” verbrandingskamer.

### ***Bijstookconcepten en -potentieel***

Voor **bijstook in aardgas-gestookte ketels** zijn een tweetal concepten te onderscheiden, namelijk separate biomassavergassing met stookgasreiniging, waarbij het “schone” biogas: 1) wordt gemengd met aardgas en naar de bestaande branders wordt gedistribueerd en 2) separaat wordt verbrand in speciaal geïnstalleerde laagcalorische gasbranders. *Bijmenging van biomassa-stookgas* tot 50% op energiebasis, levert volgens diverse branderleveranciers geen problemen op t.a.v. het verbrandingsproces. Een speciaal branderontwerp wordt pas noodzakelijk geacht bij de verbranding van laagcalorische gassen met een verbrandingswaarde van 4-7 MJ/Nm<sup>3</sup>.

Indien *nieuwe separate laagcalorische branders* worden geïnstalleerd en uitgevoerd als z.g. “duel fuel burners”, dan kan met deze branders behalve 100% laagcalorisch biomassa stookgas tevens 100% aardgas worden verstoekt. Vervanging van één of meerdere aardgasbranders door een “duel fuel burner” ligt in dit geval het meest voor de hand. De verwachting is dat de benodigde investering voor de modificatie van een brandersysteem of de installatie van nieuwe branders slechts een relatief klein percentage vormt van de totale investeringskosten van de voorgeschakelde biomassavergassingsinstallatie.

Indien voorschakeling van een vergasser bij kleine ketels ( $< 7,5 \text{ MW}_{\text{th}}$ ) om financieel-economische redenen buiten beschouwing blijft, bedraagt het theoretische ketelvermogen waarin kan worden bijgestookt ruim  $3000 \text{ MW}_{\text{th}}$ . Onder de aannamen dat het maximale vergasservermogen 50% van het vollast ketelvermogen bedraagt en om infrastructurele redenen slechts ca. de helft van de ketels in aanmerking komt voor bijstook van biomassa, ) dan bedraagt het praktisch biomassa bijstookpotentieel in Nederlandse aardgas-gestookte ketels ca.  $760 \text{ MW}_{\text{th}}$ . Voor het grootste deel van de projecten voor bijstook van biomassa in aardgas-gestookte ketels kan worden gedacht aan een vergasservermogen van 4 tot  $8 \text{ MW}_{\text{th}}$ . Voor de grootste projecten kan worden gedacht aan vergassingsinstallaties met een vermogen van ca.  $40 \text{ MW}_{\text{th}}$ .

Voor **bijstook in aardgas-gestookte GT-installaties** zijn ook twee concepten te onderscheiden, namelijk separate biomassavergassing met stookgasreiniging, waarbij het “schone” biogas: 1) wordt bijgestookt in de gasturbine en 2) wordt bijgestookt in de nageschakelde afgassenketel. De mogelijkheden voor het *bijstoken van biomassa stookgas in bestaande gasturbines* zijn sterk afhankelijk van: de verbrandingstechnologie die wordt toegepast ter beperking van de  $\text{NO}_x$ -emissie (“dry low- $\text{NO}_x$ ” versus water-/stoominjectie) en het type gasturbine (aeroderivative versus industrieel). De mogelijkheden voor het bijstoken van biomassa stookgas in gasturbines uitgerust met een “dry low- $\text{NO}_x$ ” verbrandingskamer zijn beperkt (GE: 0%, ABB: 10% laagcalorisch- of 5% middencalorisch gas, allen op energiebasis). Daar meer dan 90% van de gasturbines die de laatste 10 jaar zijn geïnstalleerd gebaseerd zijn op “dry low- $\text{NO}_x$ ”, is het totale bijstookpotentieel relatief gering. Een mogelijkheid om in dit type gasturbines toch biomassa-stookgas bij te kunnen stoken, is de vervanging van de verbrandingskamer door een verbrandingskamer met water-/stoominjectie. De kosten van een dergelijke modificatie worden ingeschat op ca. 20% van de gasturbine investering. De mogelijkheden voor het bijstoken van biomassa stookgas in industriële gasturbines, die zijn uitgerust met water-/stoominjectie verbrandingskamers, m.n. gasturbines ouder dan 10 jaar en kleinere gasturbines, lijken groot. Na modificatie kan tot 100% laagcalorisch gas worden verstoekt. Vanaf een bijstookpercentage (energiebasis) ter grootte van ca. 25% laagcalorisch gas, is vervanging van de gehele verbrandingskamer noodzakelijk. Bij lagere bijstook-percentages is de vervanging van bestaande branders door “dual fuel burners” noodzakelijk. Bij zeer lage bijstookpercentages, tot enkele procenten, kan worden volstaan met modificatie van de bestaande branders.

Uit de HoSt-studie volgt dat pas bij een bijstookpercentage van ca. 5% een behoorlijk aantal bijstookprojecten in Nederland kan worden gerealiseerd. Het vergasservermogen bedraagt dan minder dan  $40 \text{ MW}_{\text{th}}$ . Bij hogere bijstookpercentages kunnen grotere vergassers worden gerealiseerd met het voordeel van “economy-of-scale”. Voor het grootste deel van de potentiële projecten in Nederland dient te worden gedacht aan vergasservermogens kleiner dan  $80 \text{ MW}_{\text{th}}$ . Indien alleen gasturbines worden beschouwd met een leeftijd van ten hoogste 10 jaar, en indien het bijstookpercentage bij gasturbines voorzien van een “dry low- $\text{NO}_x$ ” verbrandingskamer wordt beperkt tot 10% op energiebasis ( $\text{H}_2$ -concentratie maximaal 5% -> oorspronkelijke verbrandingskamers kunnen mogelijk worden gehandhaafd), wordt het theoretisch bijstookpotentieel sterk beperkt. Het theoretisch potentieel van het bijstoken van biomassa-stookgas in gasturbines bedraagt meer dan  $5000 \text{ MW}_{\text{th}}$  bij een (willekeurig) bijstookpercentage van 40%. Indien alleen installaties van na 1990 worden beschouwd, bedraagt dit potentieel ca.  $2600 \text{ MW}_{\text{th}}$ . Indien gasturbines met een “dry low- $\text{NO}_x$ ” verbrandingskamer vanwege bijv. een te hoog investeringsniveau niet kunnen worden gemodificeerd, dan blijft het theoretisch bijstookpotentieel beperkt tot ca.  $850 \text{ MW}_{\text{th}}$ .

Indien wordt aangenomen dat om praktische redenen slechts 50% daadwerkelijk kan worden benut dan bedraagt het praktisch bijstook-potentieel ca.  $425 \text{ MW}_{\text{th}}$ .

De mogelijkheden voor het *bijstoken van biomassa stookgas in nageschakelde afgassenketels*, die zijn voorzien van een extra stookvoorziening voor aardgas, blijkt middels plaatsing van enkele additionele kanaalbranders technologisch gezien relatief eenvoudig haalbaar. Het biomassa stookgas kan separaat of gemengd met aardgas worden verstoekt. Als gevolg van het bijstoken zal de temperatuur van het rookgas stijgen. Bij de meeste gerealiseerde met aardgas bijgestookte afgassenketels in Nederland is, mede in verband met het investeringsniveau, een maximum bijstookpercentage geselecteerd dat lager ligt dan 40%.

Bijstook van biomassa stookgas in afgassenketels die niet zijn voorzien van een stookinstallatie is beperkt, i.v.m. de specifieke eisen die worden gesteld aan het ontwerp van het rookgaskanaal. Voor de bepaling van het bijstookpotentieel van biomassa-stookgas in afgassenketels, is ervan uitgegaan dat deze kunnen worden bijgestookt tot een percentage van 40% van het gasturbine brandstofvermogen; terwijl voor de bepaling van het vergasservermogen/-capaciteit uitgegaan is van een gemiddelde basislast van ca. 50%. Het praktisch potentieel voor bijstook in afgassenketels wordt ingeschat op 210 MW<sub>th</sub>. Indien alleen installaties van na 1990 worden beschouwd neemt dit potentieel af tot ca. 90 MW<sub>th</sub>.

### ***Milieutechnische bijstooklimiteringen***

Daar aardgas-gestookte installaties, vanwege het gebruik van de schone brandstof aardgas, i.t.t. kolengestookte centrales zoals besproken in hoofdstuk 3., niet beschikken over een uitgebreide rookgasreinigingsinstallatie, dient het biomassa-stookgas, verregaand te worden gereinigd, om enerzijds technische problemen (dauwpuntscorrosie (HCl, H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>), hoge-temperatuur corrosie (HCl), condensatie (teer) en erosie (stof, as)) in de conventionele installaties te voorkomen en anderzijds te kunnen voldoen aan van toepassing zijnde luchtmissie-eisen. Voor biomassa bijstook zal derhalve gebruik worden gemaakt van een atmosferische- of drukvergasser gecombineerd met een uitgebreid stookgasreinigingsstelsel. Om aan de NO<sub>x</sub>-eisen volgens de BLA- of BEES-emissierichtlijnen te kunnen voldoen, is verregaande verwijdering van ammoniak uit het biomassa-stookgas noodzakelijk. Vereiste verwijderingspercentages van > 95% kunnen voornamelijk alleen worden gerealiseerd m.b.v. een natte wasinstallatie. Afhankelijk van het type biomassa, zal potentieel ook voor de verwijdering van H<sub>2</sub>S zal een natte wasinstallatie noodzakelijk zijn. Bij toepassing van een natte wasinstallatie is tevens een afvalwaterbehandelingsinstallatie vereist. T.b.v. de realisatie van een voldoende laag stofgehalte is tevens een doekenfilter of een elektrostatisch filter vereist.

Teneinde te voorkomen dat teren die na de wassing in het stookgas resterende condenseren in de nageschakelde installaties, is opwarming van het stookgas na de wasinstallatie, in het geval van bijstook in aardgas-gestookte ketels, van belang. De eisen die worden gesteld aan biomassa-stookgas in geval van bijstook in een afgassenketel zijn dezelfde als die gelden voor bijstook in aardgas-gestookte ketels. De "hardware" eisen die worden gesteld bij bijstook van biomassa-stookgas in gasturbines, m.b.t. alkalimetalen, stof, HCl en Va/Cd, zijn door de grote verdunning met aardgas relatief mild. De uitvoeringswijze van de benodigde gasreiniging zal m.n. worden bepaald door de eisen, zoals deze worden gesteld aan het gehalte H<sub>2</sub>S, NH<sub>3</sub>, stof en Hg/Cd in het biomassa-stookgas [5].

Commerciële afzet van het geproduceerde biomassa bodem-/vlieggas stelt tevens additionele eisen aan de stookgasreinigingsinstallatie en dus indirect ook aan de te verwerken biobrandstoffen (zie hoofdstuk 3.).

### ***Systeemanalyse***

Daar deze studie zich concentreert op de productie van elektriciteit, en op de analyse van het biomassa bijstookpotentieel aan de totale elektriciteitsproductie van Nederland, is uitsluitend het concept waarin biomassa middels een voorgeschakelde vergasser wordt geconverteerd in stookgas, waarna het gereinigde en gecomprimeerde stookgas wordt bijgestookt in een relatief nieuwe (< 10 jaar) gasturbine met een "dry low-NO<sub>x</sub>" verbrandingskamer en een nageschakelde condenserende stoomturbine (STEG), geselecteerd voor een nadere systeemanalyse. Bijstook in aardgas-gestookte ketels is niet nader geanalyseerd, daar deze installaties in Nederland voornamelijk worden ingezet voor levering van proceswarmte, en voor een klein percentage voor de productie van elektriciteit met een tegendruk stoomturbine. Ook bijstook in een gasturbine nageschakelde afgassenketel is niet nader geanalyseerd, daar grote STEG-eenheden uitgelegd voor maximale elektriciteitsproductie doorgaans geen voorziening voor gasbijstook in de afgassenketel bezitten. Daar voor bepaling van het bijstookpotentieel alleen relatief nieuwe (< 10 jaar) gasturbines zijn beschouwd, en meer dan 90% van de gasturbines die de laatste 10 jaar zijn gerealiseerd zijn voorzien van een "dry low-NO<sub>x</sub>" verbrandingskamer, zijn "oude" gasturbines met een water-/stoominjectie verbrandingskamer, niet nader in de analyse beschouwd.



Door HoSt is een inschatting gemaakt van het totale potentieel voor bijstookprojecten in Nederland (zie tabel 4.3); terwijl tevens een overzicht wordt gegeven van de 13 grootste STEG-eenheden in Nederland die in aanmerking komen voor bijstook van biomassa middels een voorgeschakelde vergasser (zie tabel 4.4). Op grond van de uitgangspunten 1) uitsluitend installaties jonger dan 10 jaar worden beschouwd en 2) voor gasturbines met een “dry low-NO<sub>x</sub>” verbrandingskamer bedraagt het maximaal bijstookpercentage op energiebasis 10%, bedraagt het totale theoretische bijstookpotentieel in deze voor Nederland meest interessante installaties (tabel 4.4) “slechts” 589 MW<sub>th</sub> en het praktisch bijstookpotentieel 295 MW<sub>th</sub>.

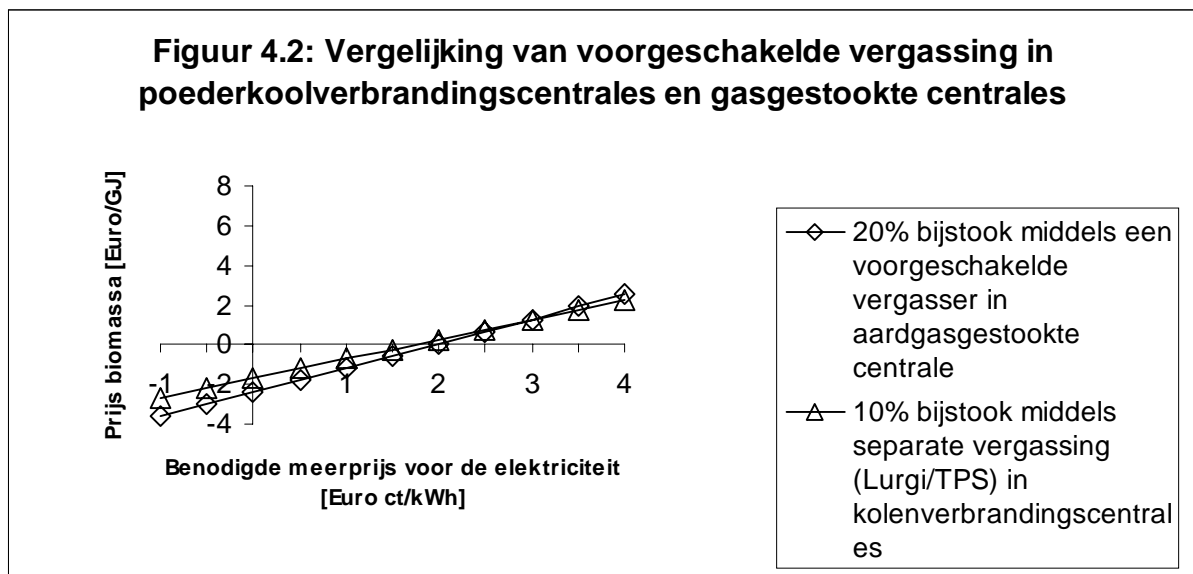
Uit de systeemberekeningen, die zijn uitgevoerd aan een “base-case” aardgas-gestookte STEG-eenheid (uitgangspunten zie par. 4.4.1), resulteert dat bijstook van 5, 10 en 20% biomassa op energiebasis, leidt tot een netto elektrisch biomassaconversierendement van ruim 44 %LHV. De specifiek benodigde additionele investeringskosten variëren, afhankelijk van het bijstookpercentage, van ca. 1200 tot 1500 Euro/kW<sub>e</sub>.

#### **Financieel-economisch bijstookpotentieel**

Uit de resultaten, zoals weergegeven in figuur 4.1, blijkt dat bij de gehanteerde uitgangspunten, bij de huidige te verkrijgen elektriciteitsprijs, een “gate-fee” van 2-3 Euro/GJ<sub>th</sub> voor het verwerken van biobrandstoffen noodzakelijk is. Dit wordt voornamelijk veroorzaakt door de noodzakelijk geachte voorgeschakelde biomassaconversietechnologie, die een aanzienlijke additionele investering vereist en leidt tot een behoorlijke reductie van het elektrische STEG-rendement voor conversie van het biomassa-deel van de totale STEG brandstof. In 2001, wanneer een extra REB-terugsluizing van 1,75 Euroct/kW<sub>e</sub> wordt verkregen, blijkt bijstook van biomassa middels separate vergassing met een uitgebreide stookgasreiniging, zeker bij de hogere bijstookpercentages, financieel-economisch uit te kunnen.

Het concept van separate biomassaverbranding met stoomzijdige integratie zou m.n. voor kleinere bijstookcapaciteiten een potentieel interessant alternatief kunnen zijn. Dit dient echter additioneel te worden onderzocht.

In figuur 4.2 wordt verwerking van een min of meer gelijke hoeveelheid biomassa (ca. 150 MW<sub>th</sub>), middels min of meer hetzelfde voorgeschakelde biomassaconversieconcept, financieel-economisch vergeleken voor bijstook in een steenkoolverbrandingscentrale en een aardgas-STEg.



Uit de figuur blijkt dat bij dezelfde gehanteerde uitgangspunten en een elektriciteitsvergoeding anno 2000, conversie middels bijstook in een kolencentrale aantrekkelijker is. Dit verschil verdwijnt bij hogere elektriciteitsvergoedingen en slaat om in een voordeel voor bijstook in een aardgas-STEg bij een additionele e-vergoeding van ca. 3 Euroct/kW<sub>e</sub>.

***Kosten(effectiviteit) per ton vermeden CO<sub>2</sub>-emissie***

De *kosten per ton vermeden CO<sub>2</sub>-emissie* zijn voor de verschillende bijstookpercentages (5, 10 en 20%) berekend als: 92, 84 en 77 Euro/ton CO<sub>2</sub> (203, 184 en 165 NLG/ton CO<sub>2</sub>). De *kosteneffectiviteit van de benodigde investering* bedraagt: 74, 67 en 59 Euro/ton CO<sub>2</sub>.

## 5. DISCUSSIE/CONCLUSIES

### *DE- en Klimaatbeleid versus mee-/bijstookpotentieel biomassa in steenkool-gestookte centrales*

De DE-doelstelling m.b.t. mee-/bijstook in E-centrales behelst dat in 2020 20 PJ<sub>th</sub> van de fossiele brandstofinzet dient te zijn gesubstitueerd door biomassa. Indien tevens het “gat” dat in de DE-doelstelling is gevallen (herdefiniëring definitie duurzaam, waardoor een deel van de inzet van afval en energie-opwekking m.b.v. industriële warmtepompen niet meer als duurzaam wordt erkend) middels mee-/bijstook van biomassa moet worden opgevuld, bedraagt de totaal gewenste mee-/bijstookcapaciteit ca. 48 PJ<sub>th, v.f.b.</sub> in 2020. Om aan het Klimaatbeleid te voldoen, dienen de steenkool gestookte centrales, zoals vastgelegd in het concept convenant, hun CO<sub>2</sub>-emissies in 2010 met totaal 6 Mt te reduceren. Minimaal de helft hiervan dient te worden gerealiseerd middels mee-/bijstook van biomassa (of aardgas). De andere helft dient te worden gerealiseerd d.m.v. o.a. brandstofsubstitutie en efficiency-verbetering.

Het totaal opgesteld steenkoolvermogen bedraagt thans ca. 4170 MW<sub>e</sub> (3916 MW<sub>e</sub> verbrandingsinstallaties en één 253 MW<sub>e</sub> vergassingsinstallatie). Afhankelijk van het aantal bedrijfsuren per jaar bedraagt de steenkoolconsumptie en de jaarlijkse CO<sub>2</sub>-emissie (aannamen: overall gemiddeld netto elektrisch rendement verbrandingscentrales: 40 %LHV, vergassingscentrale: 43 %LHV, specifieke CO<sub>2</sub>-emissie steenkool: 94 kg/GJ<sub>th</sub>):

bedrijfsuren/jaar	steenkool-consumptie verbrandingscentrales [PJ <sub>th</sub> /jaar]	steenkool-consumptie vergassingscentrale [PJ <sub>th</sub> /jaar]	totale steenkool-consumptie [PJ <sub>th</sub> /jaar]	totale CO <sub>2</sub> -emissie [Mt/jaar]
6000	212	13	225	21,2
8000	282	17	299	28,1
8760	309	19	328	30,8

Bij een bedrijfstijd van 6000 uur/jaar is de oorspronkelijke mee-/bijstook DE-doelstelling (20 PJ<sub>th</sub> in 2020) te realiseren door 10 % steenkoolsubstitutie in de thans beschikbare E-centrales. Om de “uitgebreide doelstelling” (48 PJ<sub>th</sub>) te halen dient het mee-/bijstookpercentage te worden verhoogd tot iets boven de 20% op energiebasis (dit percentage is lager bij een hogere bedrijfstijd). De Klimaatdoelstelling (3 Mt CO<sub>2</sub>-reductie middels mee-/bijstook in 2010), zoals vastgelegd in het concept-convenant, wordt bij een gemiddelde bedrijfstijd van 6000 uur/jaar gerealiseerd bij ruim 10% steenkoolsubstitutie.

Indien 30-40% steenkool kan worden gesubstitueerd, wordt hiermee de steenkool-inzet bij 6000 uur/jaar gereduceerd met ca. 67,5-90 PJ<sub>th</sub>/jaar en de totale CO<sub>2</sub>-emissie met 6,4-8,5 Mt/jaar. Dan kan (een groot deel van) de totale DE-doelstelling voor de inzet van biomassa (75 PJ<sub>th, v.f.b.</sub>, exclusief opvulling “gat”) worden gerealiseerd; terwijl tevens aan de totale Klimaatdoelstelling (6 Mt CO<sub>2</sub>-emissie reductie/jaar), zoals vastgelegd in het concept-convenant, zonder aanvullende maatregelen (brandstof switch, efficiency verbetering), kan worden voldaan.

### *Mee-/bijstookpotentieel van biomassa in aardgas-gestookte installaties*

In Nederland is een groot energetisch potentieel aardgas-gestookte installaties in bedrijf. Deze installaties bestaan uit aardgas-gestookte ketels en gasturbine installaties (en Combi-installaties).

Het totale potentieel aan aardgas-gestookte ketels bedraagt ruim 4600 MW<sub>th</sub>. Het grootste deel van deze ketels wordt gebruikt voor de levering van proceswarmte. Indien kleine ketels (< 7,5 MW<sub>th</sub>) om economische redenen buiten beschouwing blijven, bedraagt het theoretisch ketelvermogen voor bijstook van biomassa ruim 3000 MW<sub>th</sub>. Indien wordt aangenomen dat slechts ca. 25% van de ketels ook daadwerkelijk in aanmerking komt voor bijstookdoeleinden (geschiktheid locatie, aantal bedrijfsuren per jaar) dan bedraagt het praktisch biomassa bijstookpotentieel ca. 760 MW<sub>th</sub>.

Het totale potentieel aan aardgas-gestookte GT-installaties bedraagt in Nederland meer dan 6000 MW<sub>e</sub>. Indien alleen gasturbines worden beschouwd met een leeftijd van ten hoogste 10 jaar, een redelijke jaarlijkse bedrijfstijd en het bijstookpercentage bij gasturbines voorzien van een “dry low-NO<sub>x</sub>” verbrandingskamer wordt beperkt tot 10% op energiebasis, wordt het biomassa bijstookpotentieel sterk beperkt. Het exacte potentieel is moeilijk te specificeren, echter indien dit wordt beperkt tot de 13 grootste STEG-eenheden in Nederland, bedraagt dit ruim 2700 MW<sub>e</sub> [HoSt]. Dit correspondeert voor 10% bijstook op energiebasis in een totaal theoretisch vergasservermogen van ca. 825 MW<sub>th</sub> (en een praktisch potentieel van ca. de helft) [HoSt].

#### **Totaal mee-/bijstookpotentieel van biomassa versus de biomassa contracteerbaarheid**

Om aan de DE-doelstelling voor 2020 te voldoen dient in 2020 75 PJ<sub>th</sub> aan fossiele brandstoffen te worden gesubstitueerd door biomassa. Inclusief opvulling van 50% van het “DE-gat” dient deze bijdrage verder toe te nemen tot ca. 103 PJ<sub>th, v.f.b.</sub>. Dit komt overeen met een daadwerkelijke biomassa-inzet van ca. 137 PJ<sub>th</sub>, oftewel ca. 7,6 Mt d.s. (18 MJ<sub>th</sub>/kg d.s.). Hiervan dient (minimaal) 48 PJ<sub>th, v.f.b.</sub> te worden gerealiseerd middels mee-/bijstook van biomassa. Dit komt overeen met een biomassa-inzet van ca. 54 PJ<sub>th</sub>, oftewel ca. 3,0 Mt d.s. (gemiddelde mee-/bijstookefficiëncy biomassa: 35 %LHV, t.o.v. 40 %LHV voor steenkool).

Om (deels) in de biomassa-behoefte te voorzien dient de inzet van binnenlands geproduceerde organische reststromen voor energiedoeleinden te worden gemaximaliseerd. Een eventueel toekomstig tekort aan biomassa kan worden aangevuld middels binnenlandse teelt, dan wel import van organische reststromen/energiegewassen van binnen en buiten de EU. De huidige beschikbaarheid/contracteerbaarheid van biomassa voor energiedoeleinden in Nederland is in een tweetal recente studies geanalyseerd [BIO-MASSTERCLASS (CEA), ABC-studie (TNO)]. De belangrijkste resultaten van deze analyses worden weergegeven in onderstaande tabel.

Brandstof (codering)	BIO-MASSTERCLASS			ABC-studie	Prijsindicatie
	Totale beschikbaarheid [PJ <sub>th</sub> ]	KT-Beschikbaarheid [PJ <sub>th</sub> ]	Contracteerbaarheid [PJ <sub>th</sub> ]	Huidige (2000) beschikbaarheid Ned. + uit de EU [PJ <sub>th</sub> ]	
Hout (100)	62	24	19	14,9 + 2,5 = 17,4	-200 - +200
Gras en stro (200)	18	12	3	5,1 + 19,7 = 24,8	-80 - +200
Mest (300)	96	6	2	10,0 + 0 = 10,0	-30 - 0
Slib (400)	19	6	5	0,9 + 0 = 0,9	-120 - -40
Reststr. VGI (500)	101	9	3	6,1 + 0 = 6,1	-180 - 0
“GFT” (600)	10	0	0	1,3 + 0 = 1,3	-110 - -60
Overig (700)	7	6	2	0,2 + 0 = 0,2	-60 - -10
Samengestelde afvalstromen (800)	-	-	-	44,1 + 0 = 44,1	-150 - -50
<b>Totalen</b>	<b>313</b>	<b>63</b>	<b>34</b>	<b>82,6 + 22,2 = 104,8</b>	<b>-200 - +200</b>

In de ABC-studie is middels een scenariomethodiek tevens een inschatting gemaakt van de potentiële beschikbaarheid/contracteerbaarheid van biobrandstoffen voor de Nederlandse energievoorziening, inclusief import uit de EU, in 2020. Deze bedraagt ca. 121 PJ<sub>th</sub>.

In de zeer recent door PWC, ECN en TNO i.o.v. Novem uitgevoerde “Marsroutes-studie” is de beschikbaarheid/contracteerbaarheid van biomassa en afval nog gedetailleerder geanalyseerd. Uit deze studie resulteert dat de huidige (2000) contracteerbaarheid van biomassa en afval voor energiedoeleinden ca. 141 PJ<sub>th</sub> bedraagt (82% binnenlandse “productie”, 18% import vanuit de EU). Voor 2020 wordt, onder gehanteerde scenario-uitgangspunten, een totale contracteerbaarheid van biomassa en afval voor energiedoeleinden ingeschat van een kleine 200 PJ<sub>th</sub> (83% binnenlandse “productie”, 14% import vanuit de EU en 3% import van buiten de EU) [14]. Een overzicht van de “Marsroutes-data” wordt weergegeven in de tabel in bijlage 8.

Uit de weergegeven data blijkt dat er zowel nu als in 2020 voldoende biomassa contracteerbaar moet kunnen zijn om in de mee-/bijstookbehoefte (54 PJ<sub>th</sub>, oftewel ca. 3,0 Mt d.s. in 2020) te voorzien. Slechts een (klein) deel van deze biomassa zal dusdanig “schoon” en qua morfologie geschikt zijn om zonder problemen te kunnen worden meegestookt in steenkool-gestookte E-centrales. Om ook de overige biobrandstoffen te kunnen verwerken zal een separate verwerkingsstap “upstream” (bijstook) noodzakelijk zijn.

Om in de totale biomassa-behoefte (137 PJ<sub>th</sub>, oftewel ca. 7,6 Mt d.s.) te kunnen voorzien, dient “optimale” aanwending van binnenlands geproduceerde organische reststromen te worden gecombineerd met binnenlandse teelt en een verregaande biomassa-import.

### ***Toepasbare mee-/bijstookconcepten***

Voor mee-/bijstook van biomassa in steenkool-gestookte E-centrales zijn diverse technologische concepten “beschikbaar”. De concepten die in deze studie zijn geanalyseerd, tezamen met de belangrijkste berekende concept-specifieke kengetallen, worden weergegeven in onderstaande tabel. De data betreffen 10 en 40% mee-/bijstook van biomassa op energiebasis in een base-case steenkoolverbrandingscentrale (capaciteit: 600 MW<sub>e</sub>, netto elektrische efficiency: 40 %LHV, bedrijfstijd: 6000 uur/jaar).

Concept	Netto elektrisch rendement biobrandstof [%LHV]		Specifieke additionele investeringskosten [Euro/kW <sub>e</sub> ]	
mee-/bijstook [%]	10	40	10	40
directe meestook	39,5	39,5	40	25
indirecte meestook	38	38	500	285
bijstook separate vergassing				
- zonder stookgasreiniging	38	38	455	300
- met LT-stookgasreiniging	35,5	35,5	1120	735
bijstook separate pyrolyse				
- langzaam zonder pyrolysegas reiniging	36	36	895 <sup>2</sup>	895 <sup>2</sup>
- langzaam met pyrolysegas reiniging	32,5	32,5	1240 <sup>2</sup>	1240 <sup>2</sup>
- snel	36	36	935	935
bijstook separate HTU	35,5	35,5	620	490
bijstook verbranding met stoomzijdige integratie <sup>1</sup>	38,5	38,5	940	575

<sup>1</sup> De hier weergegeven bijstookpercentages hebben slechts een theoretische betekenis, daar het werkelijk praktisch toepasbare percentage sterk gelimiteerd zal zijn door de marge die het reeds bestaande “optimale” stoomcircuit toestaat.

<sup>2</sup> De hier weergegeven en gebruikte specifieke investeringskosten voor langzame pyrolyse zijn optimistisch ingeschat. In de praktijk bedragen deze: 1200 (schone biomassa) – 2000 (niet-schone biomassa) Euro/kW<sub>e</sub>.

Systeemanalyse van dezelfde concepten voor mee-/bijstook (10 en 40% op energiebasis) van biomassa in een “base-case” steenkoolvergassingscentrale (capaciteit: 253 MW<sub>e</sub>, netto elektrische efficiency: 43 %LHV, bedrijfstijd: 6000 uur/jaar) resulteert in een netto elektrisch rendement voor conversie van de biobrandstof [%LHV] die, door het hogere initiële rendement van de “base-case” centrale, ca. 2-3% hoger ligt t.o.v. mee-/bijstook in de verbrandingscentrale (zie tabellen 3.6 en 3.7). Vanwege de lagere capaciteit, t.g.v. de relatief kleine “base-case” vergassingscentrale, liggen de specifieke investeringskosten [Euro/kW<sub>e</sub>] ca. 20-30% hoger.

Voor bijstook van biomassa in aardgas-installaties is in het kader van deze studie uitsluitend de optie voor bijstook in een aardgas-gestookte STEG gedetailleerd geanalyseerd. De belangrijkste reden hiervoor is dat aardgas-gestookte ketels in Nederland voornamelijk op relatief kleine schaal worden ingezet voor warmte-productie en dat ca. 60% (2700 MW<sub>e</sub>) van het totaal geïnstalleerde elektrische GT-vermogen in Nederland (4325 MW<sub>e</sub>) wordt gerealiseerd door een 13-tal grote STEG’s.

Van deze relatief grote STEG-installaties wordt, i.t.t. de aardgas-gestookte ketels en kleine GT-installaties, verwacht dat het zowel vanuit het oogpunt van capaciteit en het aantal bedrijfsuren per jaar mogelijk moet zijn om biomassa technisch- en financieel-economisch te kunnen bijstoken.

Bijstook van biomassa in een aardgas-STEG kan middels twee concepten worden gerealiseerd: 1) bijstook van biomassa-stookgas na separate vergassing en uitgebreide gasreiniging en 2) bijstook middels separate verbranding van biomassa met stoomzijdige integratie. Het laatstgenoemde concept biedt, i.t.t. bijstook in kolencentrales op het eerste gezicht niet veel voordelen t.o.v. een conventioneel “stand-alone” biomassaverbrandingssysteem met E-productie middels een stoomketel/-turbine en is derhalve in deze studie niet verder geanalyseerd.

Het concept dat in deze studie is geanalyseerd, tezamen met de belangrijkste berekende concept-specifieke kengetallen, wordt weergegeven in onderstaande tabel. De data betreffen 5, 10 en 20% bijstook op energiebasis, d.m.v. separate vergassing van biomassa met LT-stookgasreiniging, in een base-case aardgas-STEG (capaciteit: 335 MW<sub>e</sub>, netto elektrische efficiency: 55 %LHV, bedrijfstijd: 6000 uur/jaar).

Bijstook biomassa middels separate vergassing met LT-stookgasreiniging	Netto elektrisch rendement biobrandstof [%LHV]			Specifieke additionele investeringskosten [Euro/kW <sub>e</sub> ]			
	bijstook [% energiebasis]	5	10	20	5	10	20
kengetallen		44,5	44,5	44,5	1500	1340	1185

#### ***Financieel-economisch mee-/bijstook potentieel***

Op grond van o.a. de data zoals weergegeven in de laatste twee tabellen, en een aantal voor Nederland specifieke financiële input-data (zie tabellen 3.9 en 4.6), is het financieel-economische mee-/bijstookpotentieel voor biomassa in steenkool-gestookte centrales en aardgas-STEG's nader geanalyseerd. Hiertoe is het verband onderzocht tussen een tweetal variabelen, n.l. de prijs van de biomassa [Euro/GJ<sub>th</sub>] en de additionele elektriciteitsprijs [Euroct/kWh<sub>e</sub>], om een financieel rendement van 15% op het eigen vermogen na belasting te behalen.

Uit de analyse kan voor **mee-/bijstook in steenkool-gestookte verbrandingscentrales** het volgende algemene beeld worden afgeleid:

- Directe meestook is in alle gevallen financieel-economisch het aantrekkelijkste concept. Daar hier de biomassa uitsluitend via reeds in de centrale beschikbare apparatuur wordt toegevoerd en geconverteerd, is dit concept uitsluitend geschikt voor de verwerking van een klein percentage relatief dure schone biobrandstoffen.
- Indirecte meestook (met lage B&O-kosten) vormt uit financieel-economisch oogpunt ook een interessant alternatief. Middels dit concept kunnen schone relatief dure biobrandstoffen middels enige additionele biomassa-specifieke voorbehandeling (drogen, verkleinen) aan de centrale worden gevoed en worden verwerkt. Een alternatief dat potentieel minder technische problemen met zich meebrengt, en min of meer hetzelfde financiële rendement oplevert, is separate vergassing zonder stookgasreiniging volgens het Foster Wheeler concept.
- Voor de verwerking van relatief schone biobrandstoffen vormt bijstook middels separate HTU financieel-economisch gezien het minst aantrekkelijke alternatief. Dit concept kan echter een interessant alternatief zijn voor de verwerking van (zeer) natte biobrandstoffen met een negatieve waarde.
- Voor de verwerking van niet-schone biobrandstoffen vormt bijstook middels separate verbranding met stoomzijdige integratie financieel-economisch gezien het beste alternatief, gevolgd door bijstook middels separate vergassing met LT-stookgasreiniging (Lurgi-concept).

- Indien biobrandstoffen te verontreinigd zijn om middels separate verbranding met stoomzijdige integratie of separate vergassing met stookgasreiniging te kunnen worden bijgestookt, is een alternatief deze brandstoffen te mengen met relatief schone biobrandstoffen, in een zodanige verhouding dat aan zowel de emissie-eisen als aan de eisen m.b.t. de kwaliteit van de vaste reststromen wordt voldaan.
- Bijstook van schone biomassa middels langzame of snelle pyrolyse vormt financieel-economisch gezien geen aantrekkelijke optie, daar er (veel) aantrekkelijker concepten (m.n. indirecte meestook en Foster Wheeler vergassing) voorhanden zijn voor hetzelfde toepassingssegment. Ook voor bijstook van niet-schone biobrandstoffen zijn tot op zekere hoogte betere alternatieven beschikbaar. Voor de verwerking van specifieke afvalstromen (shredderafval, bitumineus afval, verpakkingsmaterialen) vormt pyrolyse potentieel wel een interessant alternatief, zeker indien het concept kan worden gecombineerd met de terugwinnig van bepaalde specifieke waardevolle grondstoffen.

Voor **mee-/bijstook in de steenkool-gestookte vergassingscentrale** is min of meer hetzelfde beeld van toepassing. De belangrijkste, maar relatief zeer kleine, veranderingen zijn:

- In vergelijking met toepassing bij de poederkoolverbrandingscentrale zijn alle mee-/bijstookconcepten bij vergassing, m.u.v. de meestookoptie, financieel-economisch relatief minder aantrekkelijk. Doordat de lijnen steiler lopen neemt het verschil af bij hogere biomassaprijzen.
- Ten opzichte van meestook in de poederkoolverbrandingscentrale wordt meestoken in de vergassingscentrale iets aantrekkelijker bij hogere biomassaprijzen. Bij lagere biomassaprijzen ( $< 1,5\text{-}2 \text{ Euro/GJ}_{\text{th}}$ ) is de meestookoptie bij vergassing minder aantrekkelijk t.o.v. verbranding, maar vanwege het steilere verloop van de lijn wordt meestook in de vergassingscentrale aantrekkelijker bij hogere biomassaprijzen ( $> 1,5\text{-}2 \text{ Euro/GJ}_{\text{th}}$ ).

Voor **bijstook in aardgas-gestookte STEG's** geldt dat bij de gehanteerde uitgangspunten, bij de huidige te verkrijgen elektriciteitsprijs, een "gate-fee" van 2-3 Euro/GJ<sub>th</sub> voor het verwerken van biobrandstoffen noodzakelijk is. Dit wordt voornamelijk veroorzaakt door de noodzakelijk geachte voorgeschakelde biomassaconversietechnologie, die een aanzienlijke additionele investering vereist en leidt tot een behoorlijke reductie van het elektrische STEG-rendement voor conversie van het biomassa-deel van de totale STEG brandstof. In 2001, wanneer een extra REB-terugsluizing van 1,75 Euroct/kW<sub>e</sub> wordt verkregen, blijkt bijstook van biomassa middels separate vergassing met een uitgebreide stookgasreiniging, zeker bij hogere bijstookpercentages, financieel-economisch uit te kunnen. Het concept van separate biomassa-verbranding met stoomzijdige integratie zou m.n. voor kleinere bijstookcapaciteiten een potentieel interessant alternatief kunnen zijn. Dit dient echter additioneel te worden onderzocht.

Voor de verwerking van een min of meer gelijke hoeveelheid biomassa (ca. 150 MW<sub>th</sub>) middels min of meer hetzelfde voorgeschakelde biomassaconversieconcept (vergassing met LT-stookgasreiniging) blijkt dat, bij dezelfde gehanteerde uitgangspunten en een elektriciteitsvergoeding anno 2000, conversie middels bijstook in een kolencentrale financieel-economisch aantrekkelijker is dan bijstook in een aardgas-STEAG. Dit verschil verdwijnt bij hogere elektriciteitsvergoedingen en slaat om in een voordeel voor bijstook in een aardgas-STEAG bij een additionele e-vergoeding van ca. 3 Euroct/kWh<sub>e</sub>.

#### ***Milieutechnisch mee-/bijstookpotentieel***

Mee-/bijstook van biomassa in steenkool-gestookte (verbrandings)centrales vindt, zowel in Nederland als in Europa, reeds op bescheiden schaal plaats. Uit o.a. deze ervaringen en de ECN-kennis m.b.t. thermische conversie van (bio)brandstoffen, zijn de volgende **technische limiteringen** v.w.b. mee-/bijstook van biomassa geïdentificeerd:

- potentiële problemen bij de biomassa ontvangst, opslag, voorbehandeling en voeding (o.a.: ontbreken specifieke apparatuur voor de voorbehandeling van de biomassa, emissies van stof en geurstoffen bij de biomassa ontvangst en verwerking, ontbreken van apparatuur ter controle van de kwaliteit (vochtgehalte, deeltjesgrootteverdeling) van de biomassa, gevaren van stofexplosies en spontane ontbranding, transport- en voedingsproblemen);
- potentiële problemen in de verbrandingsinstallatie (o.a.: grotere te “handelen” gasvolume, veranderend boiler/brandergedrag, uitbrandproblemen, hoge-temperatuur corrosie en het gevaar van “slagging, fouling, erosion”);
- potentiële problemen in de conventionele rookgasreinigingsinstallatie (o.a.: groter te reinigen gasvolume en fijnere deeltjes biomassa vlieggas (capaciteit en efficiency ESP), versnelde deactivering SCR-katalysatoren, DeSO<sub>x</sub>-capaciteit, emissie-eisen m.b.t. zware metalen);
- potentiële problemen m.b.t. de commerciële afzet van geproduceerde vaste reststromen (o.a.: toename bodem-/vlieggasvolumes, potentieel meer onverbrande koolstof en/of zware metalen in de vaste reststromen).

Een deel van de genoemde technische knelpunten zijn de laatste jaren in de praktijk opgelost. De hogere concentratie onverbrand koolstof in het bodem- en vlieggas kan soms nog een probleem vormen. Voor andere technische knelpunten, zoals: boiler reinigingssystemen, ww-aantastingen en NO<sub>x</sub>-reductie, blijkt nog niet altijd de juiste oplossing gevonden te zijn. De belangrijkste technische knelpunten die nog aandacht behoeven zijn echter wrijving, HT-corrosie en potentiële “slagging/fouling” problemen. Bijstook van biomassa i.p.v. directe meestook, of het formuleren van gespecificeerde brandstofmengsels voor meestook, blijkt een hoop van de potentiële technische knelpunten weg te nemen.

Om een indruk van de **milieutechnische limiteringen** te krijgen zijn voor een nadere analyse van hun milieu-technisch mee- en bijstookpotentieel de volgende brandstoffen geselecteerd: schone brandstoffen: resthout fruitteelt/boomkwekerijen, kort-omloophout (wilg/populier), dunningshout (den/spar), Afvalhout: A-hout, schoon resthout houtverwerkende industrie (vurenhout), olifantsgras, stro van granen, cacao-boondopjes en olijfpitten; niet-schone brandstoffen: afvalhout (B en C hout), bermgras, pluimveemest, varkensmest, RWZI-slib, GFT en oud papier. Deze analyse is vanwege beschikbare data betreffende verdelingen van de biomassacomponenten over de producten rookgas, afvalwater, gips, vlieggas en bodemas (zie tabel 3.8, par. 3.4.1), alleen uitgevoerd voor mee-/bijstook in kolenverbrandingscentrales. Daar de verdeling van de biomassacomponenten centraal specifiek is, en in de analyse een algemene overall verdeling is gehanteerd, hebben de resultaten slechts een indicatief karakter.

V.w.b. de **luchtemissies** geldt dat voor de onderzochte schone biobrandstoffen geen overschrijding van de EU-luchtemissienormen is te verwachten. V.w.b. de onderzochte niet-schone biobrandstoffen geldt dat voor allen overschrijding van één of meerdere EU-emissienormen zal plaatsvinden. Deze biobrandstoffen kunnen dus alleen als mengbrandstof met een “schone brandstof” worden mee-/bijgestookt en het liefst in een bijstookconcept waarin tussentijds een additionele “voorreiniging” van de biobrandstof plaatsvindt.

V.w.b. de **beïnvloeding van de kwaliteit van de vaste reststromen** geldt dat voor de beschouwde schone biobrandstoffen geen van de in de emissieberekening beschouwde componenten resulteert in een zorgwekkende belasting van één der deelstromen bodemas, vlieggas of gips, in relatie tot de utilisatie hiervan. Voor enkele specifieke niet-schone biobrandstoffen (afvalhout: B- en C-hout, RWZI-slib en mest) geldt dat een relatief hoge belasting van bodem- en vlieggas met zware metalen plaatsvindt. In hoeverre dit de commerciële afzet van deze vaste reststromen beïnvloedt is op grond van deze studie niet kwantitatief weer te geven. Tevens zouden hogere rookgasconcentraties aan As, Hg, HF en HCl kunnen optreden, wat potentieel negatieve consequenties zou kunnen hebben op de kwaliteit van het geproduceerde rookgasontzavelingsgips. Hoge rookgasconcentraties aan smeltpuntverlagende componenten (Ca, Mg) kunnen verder resulteren in een sterkere versmelting van asdeeltjes t.o.v. alleen kolenbedrijf.



Dit kan resulteren in een verschuiving van de gemiddelde deeltjesgrootteverdeling van het vliegasmengsel naar een groter deeltjesspectrum. Dit is ongunstig vanuit het perspectief van verwerking in cement of beton. Op grond van de uitgevoerde berekeningen kan vooralsnog geen uitspraak worden gedaan over de commerciële afzetbaarheid van de geproduceerde vaste reststromen bij mee-/bijstook van biomassa in poederkool(verbrandings)centrales. Hiervoor is de uitvoering van een experimenteel programma noodzakelijk.

### ***Kosten(effectiviteit) vermeden CO<sub>2</sub>-emissie***

In onderstaande tabel wordt voor de verschillende geanalyseerde mee-/bijstookconcepten een overzicht gegeven van zowel de kosten per ton vermeden CO<sub>2</sub>-emissie als de kosteneffectiviteit van de vermeden CO<sub>2</sub>-emissie. Tevens zijn data opgenomen van enkele concurrerende technologieën.

Concepten	Kosten per ton vermeden CO <sub>2</sub> -emissie [Euro/ton CO <sub>2</sub> ]	Kosteneffectiviteit CO <sub>2</sub> -reductie [Euro/ton CO <sub>2</sub> ]
Mee-/bijstook in “base-case” kolenverbrandingscentrale 10% op energiebasis	5-65	2-76
Mee-/bijstook in “base-case” kolenverbrandingscentrale 40% op energiebasis	5-56	1-78
Mee-/bijstook in “base-case” kolenvergassingscentrale 10% op energiebasis	6-56	3-84
Mee-/bijstook in “base-case” kolenvergassingscentrale 40% op energiebasis	5-54	2-71
Bijstook in “base-case” aardgas-STEG		
- 5% op energiebasis	92	74
- 10% op energiebasis	84	67
- 20% op energiebasis	77	59
KV-STEG's met CO <sub>2</sub> -verwijdering [45] [48]	34-103 (30 <sup>1</sup> [46]) 37 <sup>2</sup>	-
Poederkoolverbrandingscentrale <sup>1</sup> [46]	48	-
Aardgas-STEG <sup>1</sup> [46] [48]	62 30-40 <sup>2</sup>	-
CO <sub>2</sub> -vrije E-productie uit gedepleteerde gasvelden [47]	39	-
Meestook biomassakorrels Maasvlakte / EZH	-	12
Bijstook sloophout Amercentrale / EPZ	-	32
Biomassa/WKK Cuijk	-	54
Bijstook sloophout STEG Klazinaveen / Essent	-	80

<sup>1</sup> Aanname: 1 US\$ (1995) = 1 Euro; afvangst + opslag CO<sub>2</sub>

<sup>2</sup> Aanname: 1 US\$ (2000) = 1 Euro

Zichtbaar is dat mee-/bijstook van biomassa op het eerste gezicht qua kosten per ton vermeden CO<sub>2</sub>-emissie kan concurreren met die van alternatieve conversietechnologieën met CO<sub>2</sub>-afvangst.

Daar de uitgangspunten en gebruikte berekeningsmethodiek verschillen kan aan deze vergelijking verder geen eenduidige conclusie worden verbonden. De berekende kosten-effectiviteit van de CO<sub>2</sub>-reductie voor de verschillende mee-/bijstookconcepten komt qua orde-grootte overeen met die zoals gerapporteerd voor (deels) gerealiseerde biomassa-conversie-projecten. Op grond van deze kosteneffectiviteit geniet meestook, zoals te verwachten, de voorkeur boven de bijstookconcepten en “stand-alone” biomassa-conversie.

### ***Indicatie benodigde cumulatieve investeringen***

Voor de bepaling van de cumulatieve investeringen wordt als uitgangspunt gehanteerd dat in 2020 47,5 PJ<sub>th, v.f.b.</sub> (20 + (55/2) per jaar, oftewel ca. 880 MW<sub>e</sub> (6000 uur/jaar en een conversierendement van 40 %LHV), dient te worden gerealiseerd middels mee-/bijstook van biomassa in kolencentrales. Hiertoe dient een bruto elektrische biomassa-capaciteit van ruim 1000 MW<sub>e</sub> (880/(0,35/0,40)) te worden geïnstalleerd. De specifieke investeringskosten voor mee-/bijstook van biomassa in kolenverbrandings-centrales variëren afhankelijk van het mee-/bijstookconcept tussen de 30 (40% meestook direct) en de 1375 (10% bijstook middels separate vergassing met gasreiniging) Euro/kW<sub>e</sub>. Voor een te installeren mee-/bijstookcapaciteit van 1000 MW<sub>e</sub> zullen de benodigde cumulatieve investeringskosten liggen in een range van 30 – 1375 MEuro. Daar slechts een klein percentage van de (bio)brandstoffen direct kan worden meegestookt, zullen de totaal benodigde cumulatieve investeringskosten zich naar alle waarschijnlijkheid in het bovenste deel van de range bevinden. Gedeeltelijke vervanging van dit mee-/bijstookpotentieel door mee-/bijstook van biomassa in de kolenvergassingscentrale en/of bijstook in aardgas-STEG's zal vanwege de hogere specifieke investeringskosten de cumulatief benodigde investering nog verder verhogen. Voor een te installeren mee-/bijstookcapaciteit bij kolenverbrandingscentrales van 475 MW<sub>e</sub> (concept-convenant productiebedrijven-overheid voor 2010) liggen de benodigde cumulatieve investeringskosten in een range van 15 – 650 MEuro. Ook hier geldt om dezelfde redenen zoals reeds genoemd dat in de praktijk de cumulatieve investering zich in het bovenste deel van de range zal bevinden.

### ***Conclusies***

1. Mee-/bijstook van biomassa in steenkool-gestookte centrales en (in mindere mate) aardgas-gestookte STEG's vormt, op grond van de beschikbare steenkool- en aardgascapaciteit voor elektriciteitsproductie in Nederland, zowel milieutechnisch- als financieel-economisch, de belangrijkste korte- en middellange-termijn strategie voor de grootschalige introductie van biomassa in de Nederlandse elektriciteitsvoorziening.
2. Er is in Nederland potentieel voldoende biomassa beschikbaar om aan de 2020 DE-doelstelling voor mee-/bijstook van biomassa (20 PJ<sub>th, v.f.b.</sub>) te voldoen. Ook indien het z.g. “gat” in de DE-doelstelling (27,8 PJ<sub>th, v.f.b.</sub>) moet worden gedekt middels additionele mee-/bijstook, dan is de potentiële biomassa beschikbaarheid voldoende om aan de vraag te voldoen. Voor dekking van de totale biomassa-behoefte (incl. het “DE-gat”) om aan de doelstelling voor 2020 te voldoen (102,8 PJ<sub>th, v.f.b.</sub>) blijkt binnenlandse “productie” (organische reststromen + teelt), tezamen met de mogelijkheden van import van biomassa van binnen en buiten de EU, toereikend. De daadwerkelijke contracteerbaarheid en de prijsstelling van biobrandstoffen vormt voornamelijk een onzekere factor.
3. Voor mee-/bijstook van biomassa in kolencentrales zijn, afhankelijk van het type te converteren biomassa, specifieke concepten voorhanden. Directe meestook met de steenkool verdient daar waar mogelijk financieel-economisch de voorkeur. Biobrandstoffen die relatief schoon zijn maar op grond van hun morfologie niet voor directe meestook in aanmerking komen dienen bij voorkeur indirect (separate maling/droging) te worden meegestookt, dan wel separaat te worden vergast, waarbij het “ruwe” stookgas direct aan de ketel wordt gevoed (Foster Wheeler technologie). Voor bijstook van niet-schone biobrandstoffen zijn een tweetal concepten toepasbaar: 1) separate verbranding met stoomzijdige integratie (nadeel: beperkte bijstookcapaciteit) en 2) separate vergassing met lage-temperatuur stookgasreiniging (Lurgi technologie).

Een andere potentiële optie is de niet-schone biomassa te mengen met een schone brandstof en het mengsel direct mee te stoken. De mengverhouding wordt in dit geval gelimiteerd door de van toepassing zijnde milieu-eisen (luchtemissies, kwaliteit vaste residuen).

Bijstook middels een separaat HTU-proces of langzame/snelle pyrolyse geniet enkel de voorkeur indien conversie middels één der andere concepten niet mogelijk is (HTU: zeer natte biobrandstoffen, pyrolyse: specifieke afvalstromen).

4. Voor bijstook van biomassa in aardgas-STEG's zijn twee concepten beschikbaar: 1) bijstook middels separate verbranding en stoomzijdige integratie en 2) bijstook middels separate vergassing met uitgebreide lage-temperatuur stookgasreiniging (Lurgi technologie). Het eerste concept is in deze studie vanwege het ontbreken specifieke STEG-data niet nader geanalyseerd, maar zou m.n. voor bijstook in kleine installaties interessant kunnen zijn. Het tweede concept blijkt toepasbaar voor een variëteit aan biobrandstoffen. Financieel-economisch gezien is dit concept bij de huidige elektriciteitsprijs minder aantrekkelijk dan toepassing van hetzelfde concept bij de steenkool-gestookte centrales. Bij een hogere (additionele) elektriciteitsvergoeding ( $> 3$  Euroct/kWh<sub>e</sub>) blijkt bijstook in aardgas-STEG's financieel-economisch meer interessant. Het praktisch bijstookpotentieel in de 13 grootste STEG's in Nederland bedraagt bij 10% bijstook op energiebasis ruim 400 MW<sub>th</sub> aan vergasservermogen. Het praktisch bijstookpotentieel voor biomassa in aardgas-gestookte ketels bedraagt in Nederland ca. 760 MW<sub>th</sub>.
5. Voor schone biobrandstoffen geniet directe meestook, indirecte meestook of bijstook middels het Foster Wheeler vergassingsconcept in kolencentrales de voorkeur. Voor niet-schone biomassa geniet, behalve menging met schone brandstof in combinatie met directe meestook, bij de huidige elektriciteitsvergoeding bijstook in kolencentrales middels het Lurgi concept de voorkeur. Bij hogere vergoedingen kan bijstook in aardgas-STEG's concurrerend worden.
6. De kosten per ton vermeden CO<sub>2</sub>-emissie variëren bij mee-/bijstook in kolencentrales, afhankelijk van het mee-/bijstook concept/percentage, tussen de 5-55 Euro/ton CO<sub>2</sub>. Die voor bijstook in een aardgas-STEG variëren, afhankelijk van het bijstookpercentage, van 75-90 Euro/ton CO<sub>2</sub>. Deze kosten zijn t.o.v. alternatieve CO<sub>2</sub>-reductietechnologieën concurrerend. Ook de kosteneffectiviteit van de CO<sub>2</sub>-reductie is voor de mee-/bijstook-opties concurrerend met die van reeds gerealiseerde biomassaprojecten.
7. Mee-/bijstook van schone biobrandstoffen in kolenverbrandingscentrales levert, op grond van de in deze studie gehanteerde methodologie, geen problemen op m.b.t. de van toepassing zijnde Europese luchtemissie-eisen. Ook de kwaliteit van de vaste reststromen (vliegashoudend, gips) wordt niet zodanig beïnvloed dat de commerciële afzet van deze stromen wordt beperkt. Bij mee-/bijstook van niet-schone biobrandstoffen in kolenverbrandingscentrales wordt naar alle waarschijnlijkheid voor een aantal componenten niet meer voldaan aan zowel de luchtemissie-eisen van de EU en de kwaliteitseisen van de vaste reststromen voor commerciële afzet. Dit houdt in dat het mee-/bijstookpercentage van een aantal specifieke niet-schone biobrandstoffen sterk zal moeten worden gelimiteerd, dan wel dat moet worden besloten deze brandstoffen uit te sluiten voor mee-/bijstookdoeleinden.
8. De belangrijkste technische knelpunten die bij mee-/bijstook van biomassa in kolenverbrandingscentrales in de praktijk nog niet voldoende zijn opgelost, en derhalve aandacht verdienen zijn: hoge-temperatuur corrosie t.g.v. specifieke biomassa-gerelateerde verontreinigingen en potentiële "slagging/fouling" problemen. Bijstook van biomassa i.p.v. directe meestook, of het formuleren van gespecificeerde brandstofmengsels voor meestook, kan mogelijk een hoop van deze knelpunten weg te nemen.
9. Voor een te installeren biomassa mee-/bijstookcapaciteit bij kolenverbrandingscentrales van 1000 MW<sub>e</sub> (DE-doelstelling 2020, inclusief opvulling "DE-gat") liggen de benodigde cumulatieve investeringskosten in een range van 30 – 1375 MEuro. Voor een te installeren mee-/bijstookcapaciteit bij kolenverbrandingscentrales van 475 MW<sub>e</sub> (concept-convenant productiebedrijven-overheid voor 2010) liggen de benodigde cumulatieve investeringskosten in een range van 15 – 650 MEuro. Daar slechts een klein percentage van de (bio)brandstoffen direct kunnen worden meegestookt, zullen de totaal benodigde cumulatieve investeringskosten zich in het bovenste deel van de range bevinden.

Gedeeltelijke vervanging van dit mee-/bijstookpotentieel door mee-/bijstook van biomassa in de kolenvergassingscentrale en/of bijstook in aardgas-STEG's zal vanwege de hogere specifieke investeringskosten de cumulatief benodigde investering nog verder verhogen.

### ***Aanbevelingen***

1. Om meer duidelijkheid te kunnen verschaffen over het daadwerkelijke praktische milieu-technische en financieel-economische mee-/bijstookpotentieel van biomassa- en afvalstromen in Nederlandse steenkool-gestookte centrales en aardgas-gestookte installaties dient centrale/installatie-specifiek een analyse te worden uitgevoerd. In deze analyses dienen i.p.v. algemene uitgangspunten betreffende o.a.: het conversierendement, de jaarlijkse bedrijfstijd, de capaciteit van de centrale/installatie en de verdeling van de biomassa-/steenkoolcomponenten over de verschillende processtromen (vlieggas, bodemas, rookgas, gips en afvalwater), centrale/installatie-specifieke data te worden gebruikt. Dit houdt in dat voor de uitvoering van deze analyses de inbreng van (vertrouwelijke) data door de eigenaar/bedrijver van de beschouwde centrale/installatie onontbeerlijk is. Uitvoering van de analyse door een onderzoeksinstituten tezamen met de eigenaar/bedrijver van een centrale/installatie zal voor alle betrokken partijen, inclusief de subsidieverlenende instantie, het meest optimale resultaat opleveren.
2. Met het gereedkomen van de "Marsroutes-studie" is thans voldoende inzicht in de huidige- en toekomstige beschikbaarheid van biomassa en afval voor de Nederlandse energievoorziening. De daadwerkelijke contracteerbaarheid, m.n. de prijstelling, is echter nog steeds een onduidelijk punt. Daar deze informatie essentieel is om te kunnen bepalen of een bepaald conversietechnologie financieel-economisch haalbaar is, verdient het de aanbeveling hier additionele aandacht aan te besteden.
3. Daar het conversiegedrag, inclusief het gevaar van "slagging/fouling" en (HT)corrosie, van het grootste deel van de variëteit aan biomassa-/afvalstromen, onder specifieke steenkool-verbrandingscondities, niet/onvoldoende bekend is, is het aan te bevelen hier een uitgebreid experimenteel programma voor te realiseren. Daar tevens de commerciële toepasbaarheid van geproduceerde vaste reststromen een onduidelijk punt vormt, verdient het de aanbeveling in dit experimentele programma de geproduceerde vaste reststromen nader te karakteriseren. Op deze wijze wordt voorkomen dat de productiebedrijven (en indirect de betrokken overheid/Nederlandse samenleving) bij mee-/bijstook van biomassa/afval in steenkool-gestookte E-centrales op termijn voor onaangename verrassingen komen te staan.
4. Een concept dat, vanwege de status van de technologie en op grond van benodigde additionele investeringskosten, m.n. voor bijstook van niet-schone biomassa in steenkool-gestookte E-centrales interessant zou kunnen zijn, is separate verbranding met stoomzijdige integratie. Het verdient de aanbeveling nader te onderzoeken wat het maximale bijstookpercentage is, dat middels deze technologie in de verschillende specifieke E-centrales kan worden gerealiseerd. Tevens dient nader te worden onderzocht wat het perspectief van deze technologie is voor bijstook van biomassa/afval in aardgas-STEG's.
5. Bijstook van biomassa/afval in aardgas-gestookte STEG's middels een voorgeschakelde vergasser kan mogelijk financieel-economisch aantrekkelijker worden uitgevoerd door de thans in deze studie beschouwde Lurgi/TPS-technologie (atmosferische CFB-vergassing met LT-stookgasreiniging en stookgascompressie) te vervangen door bijvoorbeeld de Carbona-technologie (druk-bedreven vergassing met HT-stookgasreiniging). Deze technologie heeft, zeker indien verregaande integratie met de bestaande aardgas-STEG kan worden gerealiseerd, de potentie de biomassa-brandstof met een hoger netto rendement, tegen relatief geringe meerkosten, in elektriciteit te converteren [49]. Of met deze technologie echter, voor de verwerking van een variëteit aan biobrandstoffen, een afdoende stookgasreiniging kan worden bewerkstelligd, zodat aan de "hardware-eisen" van de STEG en de van toepassing zijnde luchtmissie-eisen kan worden voldaan is onduidelijk en behoeft nadere analyse.

## REFERENTIES

- [1] Ministerie van Economische Zaken, *Duurzame Energie in Uitvoering: Voortgangsrapportage 1999*, Den Haag, juli 1999.
- [2] Ministerie van Economische Zaken, *Duurzame Energie in Opmars: Actieprogramma 1997-2000*, Den Haag, maart 1997.
- [3] VROM, *Uitvoeringsnota klimaatbeleid eerste deel*, 1999.
- [4] Ministerie van Economische Zaken, *Derde Energienota 1996*, Den Haag, december 1995.
- [5] Kant de H.F. en Bodegom M., *Studie Voorschakeling Vergassers voor Aardgas-gestookte Energie-installaties*, Novem-EWAB 0005, Hengelo, juni 2000.
- [6] Rijpkema L.P.M., Lamers F.J.M., Zwaag C.A.J., *Werkdocument Classificatie Biomassa: Opzet en Eerste Indeling*, TNO-MEP, Novem-EWAB rapport 9905, Apeldoorn, juli 1999.
- [7] Rijpkema L.P.M. en Arninkhof M.J.C., *Rapportage Praktijkproef Classificatie Biomassa*, Concept-eindrapport TNO-MEP, Novem-EWAB rapport xxxx, Apeldoorn, januari 2000 (vooralsnog vertrouwelijk).
- [8] Heemskerk et al. G.C.A.M., *Best Practice List for Biomass Fuel and Ash Analysis*, KEMA Power Generation, Novem-EWAB rapport 9820, Arnhem, April 1998.
- [9] Drift van der A. en Doorn van J., *Phyllis: Operationeel Maken – Fase 2.*, Energieonderzoek Centrum Nederland, ECN-CX—98-138, Petten, november 1998.
- [10] Nederlandse Organisatie Voor Energie & Milieu, *Energiewinning uit Afval en Biomassa*, Utrecht, 1997.
- [11] Weterings R.A.P.M., Bergsma G.C., Koppejan J., Meeusen-van Onna M.J.G., *Beschikbaarheid van Afval en Biomassa voor Energieopwekking in Nederland*, TNO-MEP, CE, LEI, Novem-GAVE rapport 9911, Apeldoorn, december 1999.
- [12] Boer de M. en Doorn van J., *Inventarisatie van Vaste Industriële Reststromen uit de Voedings- en Genotmiddelenindustrie*, ECN-C—96-093, Petten, juni 1997.
- [13] Arts P.A.M., Beek van A., Benner J.H.B., *BIO-MASSTERCLASS: Een overzicht van de Stromen en een Aanzet tot Prijsindexering*, Bureau voor Communicatie en Advies over Energie & Milieu B.V. (CEA), Novem-EWAB rapport 9916, Rotterdam, september 1999.
- [14] Koppejan J., *EWAB Marsroutes, Taak 1.: Formats voor Biomassa en Afval*, TNO-MEP, Novem-EWAB rapport xxxx, Apeldoorn, 19 januari 2000 (vooralsnog vertrouwelijk).
- [15] Siemons R.V. en Kolk H., *Energiegewassen in Nederland: Scenariostudie met het Oog op een Duurzame Energievoorziening*, Novem-EWAB rapport 9928 / GAVE-rapport: 9912, Enschede, december 1999.
- [16] Novem, *Bioenergie: De Stand van Zaken 1999*, Duurzame Energie, april 2000.
- [17] *Energiebos bij Lelystad / Eerste Nederlandse Energiebos in Flevoland*, Stromen 16 april / 1 mei 1999.
- [18] Doorn van J. en Ree van R., *Agro-Industrieel-Complex-Dinteloord (AICD): Energieopwekking met Biomassa, Inventarisatie Biomassastromen en Conversietechnieken*, ECN-CX—98-064, Petten, juni 1998.
- [19] Wasser R. and Brown A., *Foreign Wood Fuel Supply for Power Generation in the Netherlands*, Novem-EWAB rapportnr. 9517, Enschede, August 1995.
- [20] Bestebroer S.I. et al., *Bijstoken van Geïmporteerde Biomassa uit Estland in de Centrale Maasvlakte (EZH) en de Centrale Borssele (EPZ): Economische Haalbaarheid*, KEMA/BTG, Arnhem, oktober 1996.
- [21] Venedaal R. en Berg van den D., *Import van Biomassa*, Novem-EWAB rapportnr. 9812, Enschede, maart 1998.
- [22] Gent van L., *Normstelling voor Biomassa en Afval*, conceptrapport DGM directie lucht en energie, VROM, 15 oktober 1999.
- [23] SEP, *Technische Exploitatie in Cijfers*, 1998.
- [24] ECN, *Energie Verslag Nederland 1998*, Petten, 1999.

- [24a] Konings A.J.A. et al., *Biomass and Waste-to-Energy Conversion in the Netherlands by Means of (In)direct Co-combustion: Status, Projects and Future Applications in the Dutch Utility Sector*, KEMA, Arnhem, The Netherlands, September 2000.
- [25] Sloot van der H.A. en Cnubben P.A.J.P., *Verkennde Evaluatie Kwaliteitsbeïnvloeding Poederkoolvliegass: Bijstoken van Biomassa in een Poederkoolcentrale of Bijmenging van Biomassa-assen met Poederkoolvliegass*, ECN-C—00-058, Petten, augustus 2000.
- [26] Willeboer W., *The Amer Demolition Wood Gasification*, N.V. EPZ, Eindhoven, The Netherlands.
- [27] Faaij A. et al., *Long Term Perspectives of BIG/CC Technology*, Novem-EWAB 9840, Utrecht/Petten, December 1998.
- [28] Penninks F.W.M., *Persoonlijke Communicatie EPON*, 25 september 1998.
- [29] Novem, *Co-verbranding van Vermalen Hout in Nederland (Gelderland-13, EPON)*.
- [30] Nieminen J. and Kivela M., *Biomass CFB Gasifier Connected to a 350 MWth Steam Boiler Fired with Coal and Natural Gas – Thermie Demonstration Plant in Lathi Finland*, Biomass and Bioenergy Vol.15, No.3, pp. 251-257, 1998.
- [31] Ree van R., *Biomass Gasification: A New Technology to Produce Renewable Power*, ECN-CX—94-057, Petten, May 1994.
- [32] Willeboer W., *The Amer Demolition Wood Gasification*, N.V. EPZ, Eindhoven, The Netherlands.
- [33] Mondelinge Communicatie met Gibros-PEC, 10 april 2000.
- [34] Biofuel, *HTU Process for Biomass Liquefaction*, 1999.
- [35] Zeevalkink J.A. en Ree van R., *Conversietechnologieën voor de Productie van Elektriciteit en Warmte uit Biomassa*, EWAB Marsroutes Taak 2, TNO/ECN, concept rapport, oktober 2000.
- [36] Zanten van W., *Parallel Combustion of Biomass*, Caddet Renewable Energy Newsletter, Issue 1/00, March 2000.
- [37] Wal van der S., *Parallel Combustion of Biomass: Summary Report*, Stork Engineering Consultancy, May 31, 1999.
- [38] Unterberger S. et al., *Co-utilisation of Coal and Biomass in Combustion Systems*, IVD University of Stuttgart, Stuttgart, Germany, 2000.
- [39] Dijen van F.K., *Experiences Gained with Direct and Indirect Co-combustion*, EPON, Zwolle, 30 May 2000.
- [40] EZ, *Besluit en Uitvoeringsregeling Subsidies CO<sub>2</sub>-reductieplan*, EZ, Den Haag, mei/juni 1998.
- [41] Projectbureau CO<sub>2</sub>-reductieplan, *Projectenoverzicht CO<sub>2</sub>-reductieplan 1997-2000*, Zwolle, juli 2000.
- [42] MER Commissie voor de Milieueffectrapportage, *Advies voor Richtlijnen voor het MER Slib/afvalvergassing Eemscentrale*, Utrecht, 9 december 1998.
- [43] Jarvinen T. and Alakangas E., *Cofiring: Analysis of Fuel Systems for the Cofiring of Biomass in 20 Existing Plants in Europe*, VTT, Finland, September 2000.
- [44] AFB-net, *Cofiring of Biomass: Evaluation of Fuel Procurement and Handling in Selected Existing Plants and Exchange of Information (COFIRING) – Part 2*, VTT Energy, Finland, September 2000.
- [45] Ree van R. et al., *Co-gasification of Coal and Biomass in Entrained-flow Based IGCCs*, ECN-C-98-060, Petten, October 1998.
- [46] Over J.A., Vries de J.E. en Stork J., *Removal of CO<sub>2</sub> by Storage in the Deep Underground, Chemical Utilisation and Biofixation: Options for the Netherlands*, Novem, ISBN: 90-5748-014-X, Sittard, July 1999.
- [47] Dorsteen M.S., *CO<sub>2</sub>-vrije E-productie uit Bijna Lege Gasvelden*, Stork Engineering Consultancy B.V., Amsterdam, september 1997.
- [48] IEA, *Leading Options for the Capture of CO<sub>2</sub>-emissions at Power Stations*, Report: PH3/14, February 2000.
- [49] Horvath A.I., *Biomass Cofiring in Gas Turbines*, Carbona Inc., U.S.A., June 5, 2000.

## BIJLAGE 1. OVERZICHT BESCHIKBAARHEID/ CONTRACTEERBAARHEID VAN GECLASSIFICEERDE BIOMASSA- /AFVALSTROMEN

In de tabel gepresenteerd in deze bijlage wordt een gedetailleerd overzicht gepresenteerd van de beschikbaarheid/contracteerbaarheid van biomassa voor de Nederlandse energievoorziening. Er is gebruik gemaakt van recente onderzoeksdata, zoals gerapporteerd in onderstaande rapporten:

- [11] Weterings R.A.P.M., Bergsma G.C., Koppejan J., Meeusen-van Onna M.J.G., *Beschikbaarheid van Afval en Biomassa voor Energieopwekking in Nederland*, TNO-MEP, CE, LEI, Novem-GAVE rapport 9911, Apeldoorn, december 1999.
- [13] Arts P.A.M., Beek van A., Benner J.H.B., *BIO-MASSTERCLASS: Een overzicht van de Stromen en een Aanzet tot Prijsindexering*, Bureau voor Communicatie en Advies over Energie & Milieu B.V. (CEA), Novem-EWAB rapport 9916, Rotterdam, september 1999.
- [14] Koppejan J., *EWAB Marsroutes, Taak 1.: Formats voor Biomassa en Afval*, TNO-MEP, Novem-EWAB rapport xxxx, Apeldoorn, 19 januari 2000 (concept-rapport).

Doordat in deze tabel de grote verscheidenheid aan biomassastromen geclassificeerd wordt weergegeven, is het m.b.v. de thans beschikbare data vooralsnog niet mogelijk de tabel volledig in te vullen. Naarmate er in de ( nabije) toekomst meer data m.b.t. met name de subgroepen beschikbaar komen kan nadere specificering plaatsvinden.

## Legenda:

- k.t.: kiloton
- d.s.: droge-stof basis
- n.b.: natte basis (“as received”)
- PJ<sub>th</sub>: Pèta Joule thermisch (= 10<sup>15</sup> Joule)
- gew.%: gewichtsprocent
- Totale beschikbaarheid: de totale beschikbaarheid van biomassa in Nederland in 1998 (voor diverse doeleinden).
- KT beschikbaarheid: dat deel van de totale beschikbaarheid die in 1998 niet benut werd.
- Contracteerbaarheid: dat deel van de KT beschikbaarheid waarop geen andere dan energie-aanspraken konden worden gedaan.
- Beschikbaarheid (Ned. + EU): beschikbaarheid in Nederland voor energiedoelinden (som van wat reeds wordt ingezet voor energieproductie + stromen die zich goed lenen voor inzet in de energievoorziening).
- Locatie: Informatie op wat voor een wijze de biomassa beschikbaar komt op de plaats van herkomst. Er wordt onderscheid gemaakt tussen: centraal/decentraal, groot-schalig(gr)/kleinschalig(kl), chips ©, blokken (b), zaagsel (z), fijn stof (st), balen (ba), korte vezels (kv), stapelbare mest (spm), slurry (sl), slib (sb), bulk stortvast (bs).
- Stookwaarde, vochtgehalte, asgehalte: gemiddelde specifieke waarden uit ECN-database Phyllis.
- Restfracties codes 813 t/m 817: Deze restfracties zijn samengesteld uit een groot aantal deelstromen. Voor de beschikbaarheid voor de energievoorziening in Nederland zijn de volgende fracties beschouwd: GFT, papier, hout en textiel. Potentiële separate inzet van deze fracties vereist een verregaande voorscheiding en ligt derhalve niet voor de hand.
- Vers hout: hout direct afkomstig uit de natuur of teelten dat geen andere bewerking of behandeling heeft ondergaan dan: verkleinen, opslag of sorteren (o.a. zaagsel bos).
- Bijproducten bosbouw = o.a. dunningshout
- Gebruikt hout: hout dat na toepassing beschikbaar is gekomen (o.a. zaagsel zagerij).
- Behandeld hout: hout waarbij een stof op het oppervlak is aangebracht.
- Geïmpregneerd hout: hout dat met een verduurzamingsmiddel geïmpregneerd is.
- Verwerkt hout: hout dat een procesbewerking heeft ondergaan waardoor de chemische samenstelling is veranderd (compostering, vergisting).
- A-hout: onbehandeld, schoon gebruikt hout.
- B-hout: geleverd of verlijmd, niet-geïmpregneerd, hout.
- C-hout: geïmpregneerd hout, bielzen en hout dat langere tijd onder water heeft gestaan.
- Afvalhout = oud bewerkt hout.
- RKG-slib: riool-, kolken- en gemalen slib.
- Huishoudelijk en veilingafval = o.a. gescheiden ingezameld huishoudelijk GFT.
- Samengestelde stromen: met opzet samengevoegd, hoeveelheid samenstellende substromen bekend. In dit geval zijn hier ook de diverse restfracties opgenomen (codes: 313 t/m 317). Dit zijn mengsel van stromen van o.a : GFT, papier, hout en textiel.
- Verontreiniging i.p.v. samengestelde stroom bij < 1 gew.% “vreemde” component.
- Mengsels: niet met opzet gemengd, samenstelling veelal onbekend.
- SG: soortelijk gewicht.
- **(\*): toegevoegd aan of verandering in gemodificeerd classificatiesysteem.**



Typologie [6,7]	Code [7]	CEA-rapport (1999) [13]						[13] <sup>nb</sup> [11,14]		ABC-studie (1999) [11] Marsroutes deelstudie [14]					
		Totale beschikbaarheid		KT beschikbaarheid		Contracteerbaarheid		Prijs NLG/ton d.s.		Beschikbaarheid (Ned. + uit EU)		Locatie	Stook- waarde	Vochtgehalte	Asgehalte
		kt d.s.	PJth	kt d.s.	PJth	kt d.s.	PJth	min.	max.	kt n.b.	PJth		MJ/kg n.b.	gew.% n.b.	gew.% d.s.
<b>Hout:</b>	<b>100</b>	3328	62	1320	24	1045	19			1277	17,4				
Mengsel	101														
Schors	102														
Park/plantsoen	105	690	17	480	10		8	-65	-45				6	40	
Fruitsector	106*	216	4					-30 <sup>nb</sup>	30 <sup>nb</sup>						
Overig	109														
<b>Vers hout (snoeih)</b>	<b>110</b>	280	4					120	180				12	30	
Mengsel	111														
Overig	119														
<b>Loofhout</b>	<b>120</b>														
Mengsel	121														
Kort-omloop: populier, wilg, ..	122							100 <sup>nb</sup>	150 <sup>nb</sup>	2 + 0	0,0	Dec.gr.: c	10,2	40	2,1
Laag SG: berk, els, ...	123														
Hoog SG: Eik, Beuk, ...	124														
Overig	129														
<b>Naaldhout</b>	<b>130</b>														
Mengsel	131														
Spreiding SG: Den, ...	132														
Laag SG: Spar, ...	133														
Hoog SG: douglas, lariks	134														
Bijprod. Bosbouw Dunningshout	135*	281	6						+30 <sup>nb</sup>	425 + 30	4,7	Dec.gr: c/b	10,2	40	2,1
Overig	139														
<b>Gebruikt hout (oud hout)</b>	<b>150*</b>	804	14					75	140				15	15	
Mengsel	151														

Typologie [6,7]	Code [7]	CEA-rapport (1999) [13]						[13] nb [11,14]		ABC-studie (1999) [11] Marsroutes deelstudie [14]					
		Totale beschikbaarheid		KT beschikbaarheid		Contracteerbaarheid		Prijs NLG/ton d.s.		Beschikbaarheid (Ned. + uit EU)		Locatie	Stook- waarde	Vochtgehalte	Asgehalte
		kt d.s.	PJth	kt d.s.	PJth	kt d.s.	PJth	min.	max.	kt n.b.	PJth		MJ/kg n.b.	gew.% n.b.	gew.% d.s.
Afvalhout	152*	530	9					+25 <sup>nb</sup> -180 - -140	400 + 0	6,2	Dec.kl.: z/c/b/st	15,4	10/15	6,5	
Overig	159														
<b>Onbehandeld</b>	<b>160</b>														
Schoon resthout (houtverw. ind.)	161*	527	7					-30 <sup>nb</sup>	270 + 150	6,5	Dec.gr.: z/c/b/st	15,6	15	1,6	
Hardhout	162							150 <sup>nb</sup>							
Kurk	163														
Overig	169														
<b>Geverfd, verlijmd</b>	<b>170</b>														
Mengsel	171														
Plaatmateriaal verlijmd	172														
Overig	179														
<b>Geïmpregneerd</b>	<b>180</b>														
Mengsel	181														
Gewolmaniseerd	182														
Gecreosoteerd	183														
Overig	189														
<b>Verwerkt</b>	<b>190</b>														
Mengsel	191														
Compostering	192														
Vergisting	193														
Landurig onder Water	194														
Overig	199														
<u>Gras en stro:</u>	<u>200</u>	1256	18	730	12	183	3		2298	24,8					
Mengsel	201														
Landbouwresiduen	202*								0	0					
Overig	209														

Typologie [6,7]	Code [7]	CEA-rapport (1999) [13]						[13] nb [11,14]		ABC-studie (1999) [11] Marsroutes deelstudie [14]					
		Totale beschikbaarheid		KT beschikbaarheid		Contracteerbaarheid		Prijs NLG/ton d.s.		Beschikbaarheid (Ned. + uit EU)		Locatie	Stook- waarde	Vochtgehalte	Asgehalte
		kt d.s.	PJth	kt d.s.	PJth	k d.s.	PJth	min.	Max.	kt n.b.	PJth		MJ/kg n.b.	gew.% n.b.	gew.% d.s.
<b>Gras</b>	<b>210</b>	500	5	76	1		1			469	2,5				
Mengsel	211														
Olifantsgras	212							142 <sup>nb</sup>		1 + 0	0	Dec.gr.: c	13,2	20	6,1
Bermgras	213	500	5	76	1		1	-120 <sup>nb</sup> -80	-10 <sup>nb</sup> 10	468 + 0	2,5	Dec.gr.: ba	5,3	60	5,0
Overig	219														
<b>Stro</b>	<b>220</b>	756	13		11		2			1829	22,3				
Mengsel (granen)	221	656	11		11		2	+220 <sup>nb</sup> 120 – 200		0 + 1650	20	Dec.gr.: ba	13,3	15	6,9
Gerst	222														
Tarwe	223														
Rijsthalms	224														
Hennep	225							-50 <sup>nb</sup>	+50 <sup>nb</sup>	5 + 24	0,3	Cen.gr.: kv	11,3	20	4,8
Koolzaad	226*							+220 <sup>nb</sup>		0 + 150	2,0	Dec.gr.: ba	13,6	15	6,1
Hooi graszaad	227*	99	2					115 <sup>nb</sup>	170 <sup>nb</sup>	-	-	Dec.kl.: ba	12,7	20	5,0
Overig	229														
<b>Mest:</b>	<b>300*</b>	9121	96	547	6	183	2			16500	10				
Mengsel	301							-30	0						
Overig	309														
<b>Pluimvee</b>	<b>310</b>	1292	17					-50 <sup>nb</sup>	0 <sup>nb</sup>	1500 + 0	10,0	Dec.gr.: spm	6,6	45	22
<b>Runder</b>	<b>320</b>	5764	58												
<b>Varkens</b>	<b>330</b>	1616	16					-50 <sup>nb</sup>	0	15000 + 0	-	Dec.gr.: sl	1,0	92	44
<b>Vleeskalveren</b>	<b>340</b>	252	3												
<b>Paarden</b>	<b>350</b>												8	50	
<b>Schapen/geiten</b>	<b>360</b>	190	2												
<b>Pelsdieren/ konijnen</b>	<b>370</b>	8	0												

Typologie [6,7]	Code [7]	CEA-rapport (1999) [13]						[13] nb [11,14]		ABC-studie (1999) [11] Marsroutes deelstudie [14]					
		Totale beschik.baarheid		KT beschik- baarheid		Contracteer- baarheid		Prijs NLG/ton d.s.		Beschikbaarheid (Ned. + EU)		Locatie	Stook- waarde	Vochtgehalte	Asgehalte
		kt d.s.	PJth	kt d.s.	PJth	kt d.s.	PJth	min.	max.	kt n.b.	PJth		MJ/kg n.b.	gew.% n.b.	gew.% d.s.
<u>Slib:</u>	<u>400</u>	955	19	319	6	266	5			630	0,9				
Mengsel	401	34	1				1								
Overig	409						1								
<b>Zuiverings-slib</b> (RWZI)	<b>410</b>	355	7	180	4		3	- 120 <sup>nb</sup>	- 100 <sup>nb</sup>	630 + 0	0,9	Centr.gr.: sb	1,5	75 95 – 99	37
<b>RKG</b>	<b>420</b>	550	11	19	0		0	-120	-40						
<b>Drinkwater- bereiding</b>	<b>430</b>	3	0												
<b>Papier</b>	<b>440</b>	13	0												
<u>Reststromen VGI:</u>	<u>500</u>	7651	101	383	9	128	3	+10 <sup>nb</sup> -180	+30 <sup>nb</sup> -120	1534 + 0	6,1	Centr.gr.: bs	3,9	75 – 90	?
Mengsel	501														
Slachterijen/vlees- verwerking	502*	1094													
Zuivel/melkind.	503*	229													
Visbewerking	504*	134													
Meel/gort/rijst	505*	334													
Margarine/olie/vet	506*	2629													
Groentefruitverw.	507*	131													
Zetmeel	508a*	562													
Alcohol/bierbr.	508b*	323													
Overig	509*	271													
<b>Doppen</b>	<b>510</b>														
Mengsel	511														
Cacao	512												18 - 15	10 – 15	
Pinda	513														
(Wal)noten	514														
Amandel	515														
Overig	519														

Typologie [6,7]	Code [7]	CEA-rapport (1999) [13]						[13] nb [11,14]		ABC-studie (1999) [11] Marsroutes deelstudie [14]					
		Totale beschikbaarheid		KT beschikbaarheid		Contracteerbaarheid		Prijs NLG/ton d.s.		Beschikbaarheid (Ned. + EU)		Locatie	Stook- waarde	Vochtgehalte	Asgehalte
		kt d.s.	PJth	kt d.s.	PJth	kt d.s.	PJth	min.	max.	kt n.b.	PJth		MJ/kg n.b.	gew.% n.b.	gew.% d.s.
<b>Schillen/Vliezen</b>	<b>520</b>														
Mengsel	521														
Aardappel	522														
Rijst	523											15	15		
Olijven (incl. pit)	524														
Overig	529														
<b>Pulp</b>	<b>530</b>									0	0				
Mengsel	531														
Suikerbereiding	532	1945													
Bieten	533														
Graanspoeling	534														
Natte vezel/ bostel	535														
Koffie	536														
Overig	539														
<b>GFT:</b>	<b>600*</b>	654	10	0	0	0	0	-110	-60	200	1,3			60	
Mengsel	601														
Overig	609														
<b>Veilingafval</b>	<b>610</b>														
<b>Tuinbouwafval</b>	<b>620</b>														
<b>Fruitteelt/boom- kwekerij</b>	<b>630</b>	-	-					-30 <sup>nb</sup>	30 <sup>nb</sup>	100 + 0	1,0	Dec.kl.: c/b	10,2	40	2,1
<b>Huishoudelijk</b>	<b>640</b>	616	9					-90 <sup>nb</sup>	-50 <sup>nb</sup>	100 + 0	0,3	Dec.kl.: bs	3,4	52	20
<b>Bloembollen- pelsel</b>	<b>650</b>	38	1							0	0				
<b>Overig:</b>	<b>700*</b>									15	0,2				
Mengsel	701														
Overig	709														
<b>Papier/karton</b>	<b>710</b>	373	7	282	5	113	2	-60 <sup>nb</sup>	-10 <sup>nb</sup>	-	-	Dec.kl.: bs	10,0	24	7,6
<b>Textiel</b>	<b>720</b>							-100 <sup>nb</sup>		15 + 0	0,2	Dec.kl.: bs	14,3	14	3,9

Typologie [6,7]	Code [7]	CEA-rapport (1999) [13]						[13] <sup>nb</sup> [11,14]		ABC-studie (1999) [11] Marsroutes deelstudie [14]					
		Totale beschikbaarheid		KT beschikbaarheid		Contracteerbaarheid		Prijs NLG/ton d.s.		Beschikbaarheid (Ned. + EU)		Locatie	Stook- waarde	Vochtgehalte	Asgehalte
		kt d.s.	PJth	kt d.s.	PJth	kt d.s.	PJth	min.	max.	kt n.b.	PJth		MJ/kg n.b.	gew.% n.b.	gew.% d.s.
Zonder kunststof	721														
Met kunststof	722														
<u>Samengestelde Stromen:</u>	<u>800*</u>	-	-	-	-	-				44,1					
Mengsel	801														
Overig	809														
<b>Zonder kunstst</b>	<b>810*</b>														
Mengsel	811														
Biomassa korrels	812														
Restfr.Huish.Afval	813							-180 <sup>nb</sup>		24,2		9,9	30	23,7	
Restfr.Grof Huish. Afval	814							-180 <sup>nb</sup>		3,2		10,8	15	41,0	
Restfr. bouw- /sloopafval	815							-180 <sup>nb</sup>		1,3		5,4	8	76,1	
Restfr. KWD-afval	816							-180 <sup>nb</sup>		12,5		9,5	26	26,9	
Restfr.Ind.Afval	817							-180 <sup>nb</sup>		2,9		5,3	8	67,8	
Overig	819														
<b>Met kunststof</b>	<b>820</b>														
Mengsel	821														
Overig	829														
<b>TOTALEN</b>		23121	313	3580	63		34			22454	104,8				

### Aanvullende informatie kengetallen CEA-rapport [13]:

In dit rapport worden de volgende grootheden geïntroduceerd:

- Totale beschikbaarheid: de totale beschikbaarheid van biomassa voor diverse doeleinden in Nederland in 1998.
- Korte-Termijn beschikbaarheid: dat deel van de totale beschikbaarheid die in 1998 niet benut werd (= technisch inzetbaar potentieel).
- Contracteerbaarheid: dat deel van de KT beschikbaarheid waarop geen andere dan energie-aanspraken konden worden gedaan.
- Houtstromen:  
Er blijkt in Nederland totaal ca. 62 PJth aan hout beschikbaar te zijn. Dit is exclusief hout dat blijft liggen in bossen en parken (ca. 1500 kt d.s. of 26 PJth). Er is veel vraag naar m.n. de schone houtstromen (spaanplaatindustrie, e-opwekking), zoals: snoeihout, dunningshout en schoon resthout uit de houtverwerkende industrie. Naar oud hout en afvalhout is minder vraag. De KT beschikbaarheid (24 PJth) is derhalve gebaseerd op deze twee stromen + een klein percentage van het hout dat thans in parken en bossen blijft liggen. Er wordt verondersteld dat ca. 80% (19 PJth) van het KT-beschikbare materiaal contracteerbaar is voor energiedoeleinden.
- Gras en stro:  
Bermgras wordt thans afgevoerd ter compostering of gebruikt als ruwvoer in de veehouderij. De KT-beschikbaarheid en de contracteerbaarheid is derhalve laag ingeschat. Ca. 50% van de geproduceerde stro wordt thans afgezet in de veehouderij en de tuinbouw. De overige 50% wordt gehakseld en ondergeploegd. O.a. deze laatste fractie is derhalve direct contracteerbaar voor energiedoeleinden.
- Mest:  
Van de totaal beschikbare mest wordt thans ca. 94% afgezet in de landbouw, ca. 4% geëxporteerd en ca. 2% verwerkt. Verwacht wordt dat de hoeveelheid beschikbare mest in Nederland zal afnemen t.g.v. het inkrimpen van de veestapel. De contracteerbaarheid voor energie-doeleinden is, mede t.g.v. verwachte tegenwerking vanuit milieu-organisaties, laag ingeschat (ca. 2% van het totaal beschikbare energiepotentieel). Deze inschatting lijkt erg pessimistisch, daar m.n. droge mest (kippenmest/paardenmest) uitstekend geschikt lijkt te zijn voor toepassing in thermische conversie-installaties.
- Slib:  
Van de totaal beschikbare slibfracties, wordt thans ca. 15% verbrand, ca. 8% gecomposteerd en ca. 8% gestort. De slibproductie zal naar verwachting in de periode tot 2005 met 5% toenemen. Daar vanaf 2000 stort verboden is, wordt de contracteerbaarheid voor energie-doeleinden groter. De KT-beschikbaarheid is ingeschat overeenkomend met een hoeveelheid die thans wordt gestort (6 PJth), waarvan wordt verwacht dat het grootste deel (5 PJth) contracteerbaar is voor e-opwekking.
- Reststromen Voedings- & Genotmiddelen Industrie (VGI):  
Een groot deel van de in deze sector vrijkomende organische reststromen worden thans afgezet in de veevoederindustrie (78%) en ter compostering/bemesting (17%). Het overige deel wordt ingezet in de energievoorziening (vergisting), dan wel gestort. Door de steeds strenger wordende eisen m.b.t. verwerking in de veevoederindustrie is de verwachting dat de beschikbaarheid voor andere doeleinden zal toenemen. Er zijn echter vele concurrerende toepassingsmogelijkheden, waardoor de contracteerbaarheid voor e-productie laag is ingeschat.

- GFT:  
Voor de afzet van GFT bestaan thans langlopende contracten met composteerbedrijven, zodat de contracteerbaarheid voor de energie-voorziening als nihil wordt beschouwd.
- Overige stromen:  
Deze stromen beperken zich in de CEA-studie tot reststromen uit de papier- en kartonindustrie. Van de 7 PJth totaal beschikbare reststromen is ingeschat dat ca. 30% contracteerbaar is voor energiedoeleinden.
- Samengestelde stromen: met opzet samengevoegd, hoeveelheid samenstellende substromen bekend. In dit geval zijn hier ook de diverse restfracties opgenomen. Dit zijn mengsel van stromen van o.a. : GFT, papier, hout en textiel. Er wordt gesproken van een verontreiniging i.p.v. een samengestelde stroom bij < 1 gew.% “vreemde” component. Mengsels: niet met opzet gemengd, samenstelling veelal onbekend. Aan deze stromen is in de CEA-studie geen aandacht besteed. Dit is vreemd daar het energetisch potentieel aanzienlijk is.

Aanvullende informatie kengetallen ABC- en Marsroutes rapporten [11,14]:

In deze rapporten wordt een uitgebreid overzicht gepresenteerd van de beschikbaarheid van (organische) reststromen voor zowel de huidige (2000) als de toekomstige (2020) energievoorziening. Er wordt in de tabel onderscheid gemaakt tussen reststromen beschikbaar binnen Nederland en reststromen die vanuit de EU kunnen worden geïmporteerd om te worden aangewend voor de Nederlandse energievoorziening. I.t.t. de CEA-studie wordt in de hier beschouwde studies wel aandacht besteed aan het potentieel van de samengestelde reststromen. Met een potentiële beschikbaarheid van ca. 44 PJth, leveren deze stromen een belangrijke bijdrage (42%) aan het totaal beschikbare potentieel (ca. 105 PJth) aan organische reststromen voor de Nederlandse energievoorziening. De restfracties zijn samengesteld uit een groot aantal deelstromen. Voor de beschikbaarheid voor de energievoorziening in Nederland zijn de volgende fracties beschouwd: GFT, papier, hout en textiel. Potentiële separate inzet van deze fracties vereist een verregaande voorscheiding en ligt derhalve niet voor de hand. Daar deze stromen als mengsel vrijkomen, dient een scheidingsprocede ontwikkeld te worden, waarbij de organische van de niet-organische fractie wordt gescheiden. Dit bemoeilijkt de inzet van deze fractie voor energiedoeleinden.



## BIJLAGE 2. UITGANGSPUNTEN INDICATIEVE SYSTEEM-ANALYSES MEE-/BIJSTOOK BIOMASSA/AFVAL IN KOLEN-CENTRALES

### Algemeen

In deze bijlage worden de belangrijkste uitgangspunten weergegeven die zijn gebruikt bij de indicatieve analyses van de diverse mee-/bijstookconcepten voor biomassa/afval in de “base-case” kolenverbrandings-/vergassingsinstallaties.

### *“Base-case” systemen*

- Verbranding: - netto capaciteit: 600 MWe  
- netto elektrische efficiëntie 40 %LHV  
- bedrijfstijd: 6000 uur/jaar
- Vergassing: - netto capaciteit: 253 MWe  
- netto elektrische efficiëntie 43 %LHV  
- bedrijfstijd: 6000 uur/jaar

### Mee-/bijstookpercentages

Voor beide “base-case” systemen is geanalyseerd wat de resultaten zijn indien 10 respectievelijk 40% van de totale energetische koleninput wordt vervangen door biomassa/afval. Vervanging tot 10% van de steenkool wordt over het algemeen als goed haalbaar ingeschat (d.w.z. er worden niet al te veel technische problemen voorzien); terwijl 20% steenkoolsubstitutie noodzakelijk is om de centrales aan gestelde CO<sub>2</sub>-emissie-eisen (Uitvoeringsnota Klimaatbeleid [3]) voor 2010 te laten voldoen.

*Tijdens de afrondingsfase van dit project kwam de mededeling (Stromen, 23 juni 2000) dat de elektriciteitsbedrijven met VROM en EZ op hoofdlijnen overeenstemming hebben bereikt betreffende de reductie van de CO<sub>2</sub>-emissies (6 Mt in 2010) van de kolengestookte E-centrales (zie ook “Beleidsafpraak op Hoofdlijnen: Kolencentrales en CO<sub>2</sub>-reductie”, bijlage 5.). Deze reductie zal worden gerealiseerd door een viertal maatregelen:*

- *De productiebedrijven zullen in hun huidige kolencentrales biomassa inzetten, waarbij ze uitgaan van een opgesteld vermogen van biomassa-installaties van 475 MW, uitmondend in een CO<sub>2</sub>-emissiereductie van 3 Mton/jaar in de 1<sup>e</sup>-budgetronde van 2008-2012 uit het Kyoto-protocol. Ook andere CO<sub>2</sub>-reductiemaatregelen m.b.t. de kolencentrales, bijv. gedeeltelijke substitutie door aardgas, zijn in dit kader toegestaan.*
- *Efficiency-verbetering bij zowel de kolen- en gascentrales, middels deelname aan een Bench Marking Convenant, resulterend in een CO<sub>2</sub>-emissiereductie van 2 Mt/jaar.*
- *Brandstofswitch steenkool – aardgas en biomassa-inzet in de kolenvergassingscentrale van Demkolec te Buggenum, resulterend in een CO<sub>2</sub>-emissiereductie van 0,5 Mt/jaar.*
- *Verdergaande CO<sub>2</sub>-emissiereductie middels additionele inzet biomassa/RDF in kolen-/gascentrales, alsmede het zodanig benutten van kolenreststoffen dat een CO<sub>2</sub>-reducerende effect optreedt; resulterend in een CO<sub>2</sub>-emissiereductie van 0,5 Mt/jaar*

*3 Mt/jaar CO<sub>2</sub>-emissiereductie bij kolencentrales, komt overeen met ruim 10% mee-/bijstook van biomassa. Deze mee-/bijstook doelstelling valt binnen de beschouwde range (10-40%) zoals deze in dit project gehanteerd wordt.*

Een uitgangspunt in de analyses is dat de totale netto elektrische output van de centrale onveranderd blijft. Dit houdt in dat een eventuele toename/afname in het eigen elektrisch gebruik, dat optreedt t.g.v. mee-/bijstook van biomassa/ afval, wordt gecompenseerd door (iets) meer/minder dan 10 respectievelijk 40% biomassa/afval mee of bij te stoken.

#### Directe meestook

Bij dit concept wordt de biomassa-/afvalbrandstof, zonder voorafgaande voorbehandeling, tezamen met de steenkool verkleind in reeds aanwezige kolenmolens. Het steenkool/biomassa (afval)-mengsel wordt gezamenlijk via de bestaande steenkoolvoeding aan de centrale gevoed en verbrand m.b.v. conventionele kolenbranders.

#### Uitgangspunten:

- De te verwerken biomassa-/afvalbrandstof is geschikt voor directe verkleining (d.w.z. zonder voordroging) m.b.v. conventionele kolenmolens.
- Specifiek elektrisch gebruik kolenmolens:  $3,5 \text{ kW}_e/\text{MW}_{\text{th}}$  steenkool [26]. Bij de aanname dat de energie-inhoud van biomassa ca. de helft bedraagt van die van steenkool, dient voor dezelfde energie-input ca. twee keer zoveel materiaal te worden vermalen. Hierdoor stijgt het elektrisch gebruik van de kolenmolens.
- Additioneel benodigde specifieke investeringskosten voor biomassa/afval opslag en toevoer aan de kolenmolens:  $18,9 \text{ kEuro}/\text{MW}_{\text{th}}$  [27].
- Jaarlijkse B&O-kosten: 3% van de additionele investering (aannee).
- Schalingsfactor kostendata: 0,65.

#### Indirecte meestook

Bij dit concept wordt de biomassa-/afvalbrandstof separaat verpoederd, waarna de verpoederde brandstof separaat aan de centrale gevoed en wordt verbrand m.b.v. speciale branders.

#### Uitgangspunten:

- De te verwerken biomassa-/afvalbrandstof is geschikt voor directe verpoederding (d.w.z. zonder voordroging) m.b.v. een verpoederingsinstallatie overeenkomstig die thans wordt toegepast bij de Gelderland-13 centrale van EPON.
- Specifiek elektrisch gebruik verpoederingsinstallatie:  $100 \text{ kWh}_e/\text{ton}$  materiaal (15% vocht) [28].
- Reductie specifiek elektrisch gebruik kolenmolens:  $3,5 \text{ kW}_e/\text{MW}_{\text{th}}$  steenkool [26].
- Additioneel benodigde specifieke investeringskosten: ca. 13,6 MEuro voor een capaciteit van 60.000 ton/jaar hout met 15% vocht (aannee:  $42,5 \text{ MW}_{\text{th}}$  bij 6000 uur/jaar en  $18 \text{ MJ}/\text{kg}$  d.s.) [29].
- Jaarlijkse B&O-kosten: 10% van de additionele investering (Gelderland-13, EPON) [28]. Ook zijn B&O-kosten van 4% beschouwd (potentiële kostendata voor nieuwe initiatieven).
- Schalingsfactor kostendata verpoederingsinstallatie: 0,6.

#### Bijstook middels separate vergassing

Bij dit concept worden twee opties onderscheiden, te weten:

1) Vergassing waarna het “hete” stookgas zonder stookgasreiniging direct aan de centrale wordt gevoed. Hier vindt verbranding m.b.v. specifieke laagcalorische branders plaats. Deze optie komt overeen met een installatie die thans operationeel is in Finland (Pyroflow-technologie Foster Wheeler, Kymijarvi centrale in Lähti).

2) Vergassing waarna het stookgas eerst wordt gereinigd middels lage-temperatuur “natte” gasreiniging, waarna het voorgereinigde stookgas aan de centrale wordt gevoed. Deze optie komt overeen met de installatie (Lurgi-technologie) die thans is gerealiseerd bij de Amer-9 centrale van EPZ te Geertruidenberg.

Bij beide opties wordt de biomassa-/afvalbrandstof voorbehandeld (drogen, verkleinen) tot de specificaties gedefinieerd door de specifieke vergassingsprocedé's, wordt de benodigde vergassingslucht voorverwarmd tot 400°C door warmte-uitwisseling met het stookgas en wordt het stookgas in de centrale m.b.v. speciale branders verbrand.

Uitgangspunten Foster Wheeler optie:

- De te verwerken biomassa-/afvalbrandstof is geschikt voor directe atmosferische vergassing (d.w.z. zonder voordroging) m.b.v. het Foster Wheeler vergassingsprocedé.
- Additionele droging van brandstoffen is niet noodzakelijk zolang het vochtgehalte lager is dan 60% [30].
- Heet gas efficiëntie (chemische energie + latente warmte) grootschalige CFB-vergasser: 98% (aanname).
- Voorverwarming vergasserlucht: 0,4 MJ<sub>th</sub>/kg lucht, 1,4 kg lucht/kg brandstof d.b.[27].
- Specifiek elektrisch gebruik hamermolens (-> 2,5 cm): 5 kWh<sub>e</sub>/ton materiaal n.b. [31].
- Reductie specifiek elektrisch gebruik kolenmolens: 3,5 kW<sub>e</sub>/MW<sub>th</sub> steenkool [26].
- Additioneel benodigde specifieke investeringskosten: ca. 11,0 MEuro voor een capaciteit van 43 MW<sub>th</sub> [30].
- Jaarlijkse B&O-kosten: 4% van de additionele investering (aanname).
- Schalingsfactor kostendata totale vergassingsinstallatie: 0,7.

Uitgangspunten Lurgi optie:

- De te verwerken biomassa-/afvalbrandstof is geschikt voor directe atmosferische vergassing (d.w.z. zonder voordroging) m.b.v. het Lurgi vergassingsprocedé.
- Additionele droging van brandstoffen is niet noodzakelijk zolang het vochtgehalte lager is dan 15%.
- Heet gas efficiëntie (chemische energie + latente warmte) grootschalige CFB-vergasser: 90,4% [32]. In dit geval wordt 90,4% van de energie-inhoud van de brandstof middels stookgas en stoom (geproduceerd door afkoeling van het stookgas voor de LT-stookgasreiniging) toegevoerd aan de centrale voor e-productie.
- Voorverwarming vergasserlucht: 0,4 MJ<sub>th</sub>/kg lucht, 1,4 kg lucht/kg brandstof d.b.[27].
- Specifiek elektrisch gebruik biomassa/afvaldeel : 9 kW<sub>e</sub>/MW<sub>th</sub> [32].
- Reductie specifiek elektrisch gebruik kolenmolens: 3,5 kW<sub>e</sub>/MW<sub>th</sub> steenkool [26].
- Additioneel benodigde specifieke investeringskosten: ca. 40,8 MEuro voor een capaciteit van 83 MW<sub>th</sub> [32].
- Jaarlijkse B&O-kosten: 4% van de additionele investering (aanname).
- Schalingsfactor kostendata totale vergassingsinstallatie: 0,7.

#### Bijstook middels separate pyrolyse

Bij dit concept worden twee opties onderscheiden, te weten: 1) Langzame pyrolyse. Bij deze optie wordt de verkleinde biomassa-/afvalbrandstof onder relatief milde condities (atmosferisch, 450°C) langzaam gepyrolyseerd (verblijftijd: 5-30 minuten, verwarmingssnelheid: << 1 K/s). Hierdoor wordt relatief veel "char" en weinig gas geproduceerd. De pyrolyse wordt uitgevoerd middels een vereenvoudigd Gibros-Pec procedé, inclusief teerkraker. De "char" wordt tezamen met de steenkool m.b.v. de conventionele route verwerkt. Het pyrolysegas wordt deels (ca. 15%) aangewend voor de indirecte verwarming van het pyrolyseproces. Het overige deel wordt: a) voor relatief schone biomassastromen, tezamen met het rookgas, direct aan de ketel gevoed, of b) voor meer verontreinigde biomassastromen, na lage-temperatuur gasreiniging, tezamen met het rookgas, indirect aan de ketel gevoed. 2) Snelle pyrolyse. Bij deze optie wordt de verkleinde biomassa-/afvalbrandstof middels het Pyrovac vacuümpyrolyseprocedé (0,15 bar, 500°C) omgezet in olie, "char" en gas. Het gas wordt gebruikt als energiebron voor het pyrolyseproces; terwijl zowel de olie als de "char" worden aangewend voor e-productie.

Uitgangspunten langzame pyrolyse optie:

- De te verwerken biomassa-/afvalbrandstof is geschikt voor directe langzame pyrolyse (d.w.z. zonder voordroging) m.b.v. het Gibros Pec pyrolyseprocedé (450°, atmosferisch).
- Droging van brandstoffen is niet noodzakelijk zolang het vochtgehalte lager is dan 15%.
- Overall pyrolyse-efficiency (= som van de chemische energie van de “char” en de chemische energie en de latente warmte van het pyrolysegas: 89,7%. Bij toepassing lage-temperatuur gasreiniging (niet-schone biomassa) gaat ca. 20% van de energie-inhoud van het gas verloren, waardoor de overall pyrolyse-efficiency daalt tot 80,7%. Indien om technische- en/of economische redenen alleen de “char”-fractie zou worden aangewend, daalt de overall pyrolyse-efficiency verder tot ca. 45%.
- Specifiek elektrisch gebruik hamermolens (-> 15 cm): 0,3 kWh<sub>e</sub>/ton materiaal n.b. [31].
- Specifiek elektrisch gebruik kolenmolens (ook voor “char”): 3,5 kW<sub>e</sub>/MW<sub>th</sub> [26].
- Additioneel benodigde specifieke investeringskosten (incl. teerkraker): ca. 182 Euro/ton biomassa/afval (10%-vocht) jaarcapaciteit, bij 7880 uur/jaar [33]. Branders pyrolysegas: ca. 0,5 Meuro bij 10% bijstook (aanname). Bij toepassing van LT-gasreiniging zijn de additionele investeringskosten met een factor 1,25 verhoogd (overeenkomstig de toename in investeringskosten bij de vergassingsoptie: ca. 2,5-keer, gedeeld door 2 vanwege ca. 50% gas / 50% “char” bij pyrolyse).
- Jaarlijkse B&O-kosten: 4% van de additionele investering (aanname).
- Schalingsfactor kostendata totale pyrolyse-installatie: 1,0 [33].

Uitgangspunten snelle pyrolyse optie:

- De te verwerken biomassa-/afvalbrandstof is geschikt voor directe snelle pyrolyse (d.w.z. zonder voordroging) m.b.v. het Pyrovac pyrolyseprocedé (500°, 0,15 bar). Daar het gros van de verontreinigingen zich concentreren in de “char” en olie is deze technologie uitsluitend geschikt voor de conversie van schone biobrandstoffen.
- Droging van brandstoffen is niet noodzakelijk zolang het vochtgehalte lager is dan 15%.
- Overall pyrolyse-efficiency (= som van de chemische energie en de latente warmte van de olie en de chemische energie van de “char”: 90% [34].
- Specifiek elektrisch gebruik hamermolens (-> 15 cm): 0,3 kWh<sub>e</sub>/ton materiaal n.b. [31].
- Specifiek elektrisch gebruik kolenmolens (ook voor “char”): 3,5 kW<sub>e</sub>/MW<sub>th</sub> [26].
- Additioneel benodigde specifieke investeringskosten voor een volledige bijstookinstallatie van 95 kton/jaar biomassa (15% vocht): 22,7 Meuro [34].
- Jaarlijkse B&O-kosten: 4% van de additionele investering (aanname).
- Schalingsfactor kostendata totale pyrolyse-installatie: 1,0.

#### Bijstook middels separate “Hydro Thermal Upgrading” (HTU)

Bij dit concept wordt de verkleinde biomassa-/afvalbrandstof in vloeibaar water bij een druk van ca. 120-180 bar en een temperatuur van 300-350°C omgezet in “biocrude”, een hoog-calorische op zware ruwe olie gelijkende brandstof. Deze “biocrude” wordt separaat aan de centrale gevoed en aldaar verbrand m.b.v. specifieke branders. Het HTU-proces (BIOFUEL VOF) bevindt zich thans in de ontwikkelingsfase en de verwachting is dat het proces rond 2010-2015 beschikbaar komt voor toepassing op middelgrote schaal in Nederland.

Uitgangspunten:

- Additionele droging van brandstoffen is niet noodzakelijk.
- Energetisch rendement “biocrude” productie: 90,8% [35].
- Specifiek elektrisch gebruik additionele “utilities”: 3,5 kWh<sub>e</sub>/GJ<sub>th</sub> input [34].
- Specifiek elektrisch gebruik kolenmolens: 3,5 kW<sub>e</sub>/MW<sub>th</sub> [26].
- Additioneel benodigde specifieke investeringskosten: 27,2 MEuro voor een plant met een capaciteit van 130 kt d.s./jaar [34].
- Jaarlijkse B&O-kosten: 4% van de additionele investering (aanname).
- Schalingsfactor kostendata totale HTU-plant: 0.7 (10%-bijstook) en 0.8 (40%-bijstook).

### Bijstook middels separate verbranding en stoomzijdige integratie

Bij dit concept wordt de verkleinde biomassa-/afvalbrandstof verbrand in een conventionele specifiek voor biomassa ontworpen verbrandingsinstallatie (BFB). M.b.v. het rookgas wordt stoom geproduceerd in een conventionele stoomketel, waarna het rookgas wordt gereinigd en geëmitteerd. Door de relatief lage verbrandingstemperatuur (o.a. vanwege het lage assmelpunt van biomassa) wordt een lage kwaliteit stoom geproduceerd, waarmee in een gekoppelde turbine met een relatief lage efficiëntie elektriciteit kan worden geproduceerd. Door de stoom niet aan een separate stoomturbine te voeden maar, voor zover mogelijk, te voeden aan het stoomsysteem van een grootschalige E-centrale, kan door opwaardering van de kwaliteit van de stoom, met een hogere efficiëntie elektriciteit worden geproduceerd. Daar in een bestaand stoomcircuit de oververhittingscapaciteit beperkt is - dit is sterk afhankelijk van de bestaande specifieke infrastructuur – is bijstook middels dit concept beperkt.

#### Uitgangspunten:

- De te verwerken biomassa-/afvalbrandstof is geschikt voor directe atmosferische verbranding (d.w.z. zonder voordroging).
- Additionele droging van brandstoffen is niet noodzakelijk zolang het vochtgehalte lager is dan 15%.
- Specifiek elektrisch gebruik biomassa/afvaldeel :  $17 \text{ kW}_e/\text{MW}_{\text{th}}$  [36].
- Reductie specifiek elektrisch gebruik kolenmolens:  $3,5 \text{ kW}_e/\text{MW}_{\text{th}}$  steenkool [26].
- Additioneel benodigde specifieke investeringskosten: 27,0 MEuro voor een plant met een capaciteit van  $50 \text{ MW}_{\text{th}}$  [36,37].
- Jaarlijkse B&O-kosten 34% van de additionele investering (aanname).
- Schalingsfactor kostendata totale plant: 0.65.



## BIJLAGE 3. BEREKENINGSRESULTATEN BEPALING MILIEU-TECHNISCH MEE-/BIJSTOOKPOTENTIEEL BIOMASSA/AFVAL IN POEDERKOOLVERBRANDINGSCENTRALES

In deze bijlage wordt in de vorm van een 15-tal tabellen de resultaten van genoemde berekeningen gepresenteerd.

Voor de volgende brandstoffen zijn de berekeningen uitgevoerd:

### Schone brandstoffen \*

- Resthout fruitteelt/boomkwekerijen (106)
- Kort-omloophout: wilg/populier (122)
- Dunningshout: den/spar (135)
- Afvalhout: A-hout (152)
- Schoon resthout uit de houtverwerkende industrie: vurenhout (161)
- Miscanthus (olifantsgras) (212)
- Stro van granen (221)
- VGI-reststromen: cacao-boondopjes (512), olijfpitten (524)

### Niet-schone brandstoffen \*

- Afvalhout: B-hout (170)
- Afvalhout: C-hout (180)
- Bermgras (213)
- Pluimveemest (310)
- Varkensmest (330)
- RWZI-slib (410)
- GFT (600)
- Oud papier (710)

Uit de data zoals opgenomen in de ECN data-base Phyllis blijkt dat de samenstelling van GFT erg inhomogeen en seizoensgebonden is (vochtvariatie: 54-80%; asvariatie: 8-20%; “fixed carbon” variatie: 5-38%). Doorrekening op basis van een gemiddelde GFT-samenstelling wordt als weinig zinvol ervaren en is derhalve achterwege gebleven. Voor oud papier is geen voldoende gedetailleerde data-set gevonden om een berekening te kunnen uitvoeren.

### *Uitgangspunten berekeningen*

Als uitgangspunt voor de berekeningen zijn de van toepassing zijn de EU luchtmissie-eisen gehanteerd. Vanwege de beschikbare data is alleen mee-/bijstook in kolenvetbrandingscentrales beschouwd. D.m.v. spreadsheetberekeningen is vanuit de EU-eisen het **kritisch brandstofgehalte** voor de verschillende componenten berekend. De eerste kolom geldt voor meestook en die bijstookopties waarbij *alle* deelstromen van de separate conversie een de kolencentrale worden gevoed (er wordt tussentijds dus geen deelstroom afgetapt). Dit geldt voor: directe/indirecte meestook en bijstook middels: langzame pyrolyse zonder gasreiniging, snelle pyrolyse en HTU. De tweede kolom geldt voor bijstook middels separate vergassing zonder stookgasreiniging, waarbij reeds een deel van de componenten via de as in het vergassingsproces worden afgescheiden. Voor bijstook middels vergassing/pyrolyse met gasreiniging zijn vanwege het ontbreken van beschikbare data geen berekeningen uitgevoerd.

---

\* Onder schone biomassa wordt verstaan: “Plantaardig materiaal afkomstig uit de landbouw of uit bossen dat kan worden aangewend als brandstof voor energiedoeleinden; alsmede de volgende organische reststromen: plantaardig materiaal uit de VGI, schoon resthout uit de houtverwerkende industrie en kurkafval”. Uitgangspunt hierbij is dat ze niet vallen onder de richtlijnen voor verbranden van afval (89/369/EEC, 89/429/EEC, 94/67/EC) [22]. Al het overige organisch materiaal wordt geclassificeerd als niet-schone biomassa.

Het **actueel brandstofgehalte** is voor de verschillende brandstoffen betrokken uit de ECN database "Phyllis".

Het actuele brandstofgehalte is middels de componentverdeling, zoals deze in het algemeen geldt voor kolenverbrandingscentrales (zie tabel 3.8), gebruikt om aan te geven hoe de verschillende deelstromen die vrijkomen bij de kolencentrale additioneel worden belast t.g.v. biomassa mee-/bijstook. Per deelstroom worden twee kolommen met data gepresenteerd. De tweede kolom, alsmede de laatste kolom "vergasseras", geldt voor bijstook middels separate vergassing zonder stookgasreiniging. Hierbij zijn voor de verdeling van de componenten over de stookgas- en asfractie specifieke ECN-data gehanteerd, zoals deze zijn gemeten bij proeven in de 0,5 MWth CFB-vergasser. De eerste kolom geldt voor alle overige bij de berekening beschouwde concepten.

#### *Gebruik tabellen*

Door vergelijking van de data van de componenten in de kolommen van **het kritisch toegestane brandstofgehalte** met de data van de componenten in de kolom met **het actuele brandstofgehalte**, kan worden gezien of een bepaalde specifieke brandstof, indien mee-/bijgestookt, aan de EU luchtemissie-eisen zal voldoen. Hierbij dient te worden bedacht dat voor schone en niet-schone biobrandstoffen verschillende eisen van toepassing zijn. Voor schone biobrandstoffen zijn in EU-kader slechts eisen v.w.b. SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> en stof van toepassing. Voor niet-schone biobrandstoffen worden eisen aan meerdere componenten gesteld (zie tabel 3.4). Onderstreepte data, bij de schone biobrandstoffen, geven aan dat het hier gaat om data waarvoor geen emissie-eisen gelden, doch die ter vergelijking toch in de berekeningen zijn meegenomen.

V.w.b. de **deelstroombelasting** wordt, daar de deelstroomsamenstellingen van de kolenverbrandingscentrales ontbreken, uitsluitend aangegeven wat de additionele belasting t.g.v. mee-/bijstook van biomassa is. Er kan derhalve uitsluitend een kwalitatieve uitspraak worden gedaan betreffende de additionele belasting van deze stromen en dus indirect over de beïnvloeding van de commerciële toepassing van een aantal van deze reststromen (as, gips).

#### *Legenda*

n.k.:	niet kritisch wat betreft rookgasemissie
-:	voor Se en Te is de verdeling over de installatie is onbekend voor Se is bij de vergasser aangenomen dat het in de gasfase blijft, dus middels het stookgas de ketel betreft
S:	S wordt in de tabellen uitgedrukt in SO <sub>2</sub>
Cl:	Cl wordt in de tabellen uitgedrukt als HCl
F:	F wordt in de tabellen uitgedrukt als HF



<b>Brandstof: Resthout fruitteelt/boomkweek (106)</b> “schone biomassa” volgens EU-definitie														
Stookwaarde: 13.9 MJ/kg n.b.			vochtgehalte: 18.1 %			asgehalte: 3.3 % d.b.			vluchtig: 84.6 %d.b.					
C: 51.7			H: 5.6			O: 41.7			N: 1.0					
			S: 0.1			in % d.a.f.								
<b>Rookgasvolume bij 6 vol% O<sub>2</sub>:</b> 6.35Nm <sup>3</sup> per kg droge brandstof														
<b>CO<sub>2</sub> productie:</b> 1.83 kg per kg droge brandstof														
<b>Kritisch brandstofgehalte</b> mg/kg droge brandstof			<b>Actueel gehalte</b> mg/kg droge stof	<b>Deelstroombelasting in mg/kg mee-/bijgestookte droge biomassa-brandstof</b>										
				<i>Bodemas</i>		<i>Vliegas</i>		<i>Gips</i>		<i>Afvalwater</i>		<i>Rookgas</i>		<i>Vergasser- as</i>
S	4234	5801	492	0	0	0	0	675	493	0	0	238	174	214
Cl	1234	1371	302	0	0	0	0	0	0	481	433	26	23	51
F	16	18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cd+Tl	2115	2158	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hg	0.2	0.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sb	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pb	n.k.	n.k.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cr	n.k.	n.k.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cu	n.k.	n.k.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mn	n.k.	n.k.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
V	n.k.	n.k.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
As	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Co	n.k.	n.k.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ni	n.k.	n.k.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sn			-											
Se	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Te			-											
Som zw. met.	-	-	-											
As (stof), %	66.2	66.8	3.3											
<b>NO<sub>x</sub> verhouding:</b> 0.04														

<b>Brandstof: Kort omloophout (122)</b>		“schone biomassa” volgens EU-definitie												
stookwaarde: 16.7 MJ/kg n.b.		vochtgehalte: 10.4 %				asgehalte: 1.7 % d.b.				vluchtig: 82.2 %d.b.				
C: 50.0 H: 6.1		O: 43.4 N: 0.6				S: 0.05				in % d.a.f.				
<b>Rookgasvolume bij 6 vol% O<sub>2</sub>:</b> 6.3 Nm <sup>3</sup> per kg droge brandstof														
<b>CO<sub>2</sub> productie:</b> 1.8 kg per kg droge brandstof														
<b>Kritisch brandstofgehalte</b> mg/kg droge brandstof			<b>Actueel gehalte</b> mg/kg droge stof	<b>Deelstroombelasting in mg/kg mee-/bijgestookte droge biomassa-brandstof</b>										
				<i>Bodemass</i>		<i>Vliegas</i>		<i>Gips</i>		<i>Afvalwater</i>		<i>Rookgas</i>		<i>Vergass er-as</i>
S	4212	5770	492	0	0	0	0	418	305	0	0	147	108	133
Cl	1228	1364	216	0	0	0	0	0	0	205	185	11	10	500
F	15.5	18.2	29	0.58	0.49	4.4	3.7	2.15	1.8	10.7	9.09	12	10	0
Cd+Tl	2104	2147	2.4	0.07	0.06	2.3	2.2	0.03	0.03	0.02	0.02	0	0	0
Hg	0.2	0.2	0.1	0	0	0.01	0.01	0.06	0.06	0.01	0.01	0.02	0.02	0
Sb	219	707	2.5	0.09	0.03	2.4	0.74	0.02	0.01	0.01	0	0	0	1
Pb	n.k.	n.k.	237.5	11	9.08	223	190	3.6	3.0	0	0	0	0	1
Cr	n.k.	n.k.	13.7	3.3	1.71	10.4	5.4	0	0	0	0	0	0	4
Cu	n.k.	n.k.	13.2	1.2	0.48	12.0	4.9	0	0	0	0	0	0	59
Mn	n.k.	n.k.	9.7	1.2	0.47	8.5	3.4	0	0	0	0	0	0	90
V	n.k.	n.k.	0.3	0.03	0.01	0.27	0.13	0	0	0	0	0	0	1
As	526	1384	1.3	0.02	0.01	1.3	0.48	0.01	0	0	0	0	0	1
Co	n.k.	n.k.	0.6	0.06	0.03	0.54	0.27	0	0	0	0	0	0	1
Ni	n.k.	n.k.	26.2	2.6	1.41	24	13	0	0	0	0	0	0	3
Sn			1.7											
Se	1.5	1.5	1	0	0	0.72	0.72	0.05	0.05	0.05	0.05	0.18	0.18	0
Te			1											
Som zw. met.	745	2091	309											
As (stof), %	63.1	66.4	1.7											
<b>NO<sub>x</sub> verhouding:</b> 0.03														

<b>Brandstof: Dunningshout (135)</b> “schone biomassa” volgens EU-definitie														
stookwaarde: 11.7 MJ/kg n.b.			vochtgehalte: 38.7 %				asgehalte: 0.8 % d.b.			vluchtig: 83.0 %d.b.				
C: 51.5		H: 6.15		O: 42.2		N: 0.14		S: 0.08		in % d.a.f.				
<b>Rookgasvolume bij 6 vol% O<sub>2</sub>:</b> 6.6 Nm <sup>3</sup> per kg droge brandstof														
<b>CO<sub>2</sub> productie:</b> 1.87 kg per kg droge brandstof														
<b>Kritisch brandstofgehalte</b> mg/kg droge brandstof			<b>Actueel</b> <b>gehalte</b> mg/kg droge stof	<b>Deelstroombelasting in mg/kg mee-/bijgestookte droge biomassa-brandstof</b>										
				<i>Bodemas</i>		<i>Vliegas</i>		<i>Gips</i>		<i>Afvalwater</i>		<i>Rookgas</i>		<i>Vergas ser-as</i>
S	4416	6050	794	0	0	0	0	675	493	0	0	238	174	214
Cl	1287	1430	506	0	0	0	0	0	0	481	433	26	23	51
F	16	19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cd+Tl	2206	2251	0.2	0.01	0.01	0.19	0.19	0	0	0	0	0	0	0
Hg	0.2	0.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sb	230	741	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pb	n.k.	n.k.	1	0.05	0.04	0.94	0.80	0.02	0.01	0	0	0	0	0
Cr	n.k.	n.k.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cu	n.k.	n.k.	122.5	11	4.4	0	46	0	0		0		0	72
Mn	n.k.	n.k.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
V	n.k.	n.k.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
As	551	1451	1.7	0.03	0.01	1.67	0.63	0.01	0	0	0	0	0	1
Co	n.k.	n.k.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ni	n.k.	n.k.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sn														
Se	1.5	1.5		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Te														
Som zw. met.	781	2192	123.7											
As (stof), %	66.2	69.7	0.8											
<b>NO<sub>x</sub> verhouding:</b> 0.01														

<b>Brandstof: Afvalhout A (152)</b> “schone biomassa” volgens EU-definitie														
stookwaarde: 15.3 MJ/kg n.b.		vochtgehalte: 10 %		asgehalte: 5.9 % d.b.		vluchtig: 77.7% d.b.								
C: 51.5		H: 6.0		O: 41.9		N: 0.5		S: 0.1			in % d.a.f.			
<b>Rookgasvolume bij 6 vol% O<sub>2</sub>:</b> 6.26 Nm <sup>3</sup> per kg droge brandstof														
<b>CO<sub>2</sub> productie:</b> 1.78 kg per kg droge brandstof														
<b>Kritisch brandstofgehalte</b> mg/kg droge brandstof			<b>Actueel</b> <b>gehalte</b> mg/kg droge stof	<b>Deelstroombelasting in mg/kg mee-/bijgestookte droge biomassa-brandstof</b>										
				<i>Bodemass</i>		<i>Vliegas</i>		<i>Gips</i>		<i>Afvalwater</i>		<i>Rookgas</i>		<i>Vergasser-as</i>
S	4180	5726	941	0	0	0	0	800	584	0	0	282	206	254
Cl	1218	1354	442	0	0	0	0	0	0	420	378	23	20	44
F	15.4	18	28	0.56	0.48	4.2	3.57	2.07	1.76	10.3	8.78	11	9.7	4
Cd+Tl	2088	2130	1.7	0.05	0.04	1.62	1.59	0.02	0.02	0.01	0.01	0	0	0
Hg	0.2	0.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sb	218	702	7.1	0.25	0.08	6.75	2.09	0.06	0.02	0.04	0.01	0	0	5
Pb	n.k.	n.k.	743.3	33.5	28.4	699	594	11.2	9.48	0	0	0	0	111
Cr	n.k.	n.k.	66	15.8	8.24	50.2	26.1	0	0	0	0	0	0	32
Cu	n.k.	n.k.	49	4.31	1.77	44.7	18.3	0	0	0	0	0	0	29
Mn	n.k.	n.k.	83	9.96	3.98	73.0	29.2	0	0	0	0	0	0	50
V	n.k.	n.k.	1.7	0.16	0.08	1.54	0.75	0	0	0	0	0	0	1
As	522	1374	11.3	0.17	0.06	11.1	4.20	0.05	0.02	0	0	0	0	7
Co	n.k.	n.k.	2.9	0.28	0.13	2.62	1.29	0	0	0	0	0	0	1
Ni	n.k.	n.k.	7.3	0.73	0.39	6.57	3.55	0	0	0	0	0	0	3
Sn			2.2											
Se	1.5	1.5	0.3	0	0	0.22	0.22	0.02	0.02	0.02	0.02	0.05	0.05	0
Te			-											
Som zw. met.	740	2075												
As (stof), %	62.6	65.9	5.9											
<b>NO<sub>x</sub> verhouding:</b> 0.03														

<b>Brandstof: Schoon resthout (161)</b> “schone biomassa” volgens EU-definitie														
stookwaarde: 11.7 MJ/kg n.b.		vochtgehalte: 38.7 %		asgehalte: 0.8 % d.b.		vluchtig: 83.0 %d.b.								
C: 51.5		H: 6.15		O: 42.2		N: 0.14		S: 0.08			in % d.a.f.			
<b>Rookgasvolume bij 6 vol% O<sub>2</sub>:</b> 6.6 Nm <sup>3</sup> per kg droge brandstof														
<b>CO<sub>2</sub> productie:</b> 1.87 kg per kg droge brandstof														
<b>Kritisch brandstofgehalte</b> mg/kg droge brandstof			<b>Actueel</b> <b>gehalte</b> mg/kg droge stof	<b>Deelstroombelasting in mg/kg mee-/bijgestookte droge biomassa-brandstof</b>										
				<i>Bodemas</i>		<i>Vliegas</i>		<i>Gips</i>		<i>Afvalwater</i>		<i>Rookgas</i>		<i>Vergasser-as</i>
S	4416	6050	794	0	0	0	0	675	493	0	0	238	174	214
Cl	1287	1430	506	0	0	0	0	0	0	481	433	26	23	51
F	16	19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cd+Tl	2206	2251	0.2	0.01	0.01	0.19	0.19	0	0	0	0	0	0	0
Hg	0.2	0.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sb	230	741	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pb	n.k.	n.k.	1	0.05	0.04	0.94	0.80	0.02	0.01	0	0	0	0	0
Cr	n.k.	n.k.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cu	n.k.	n.k.	122.5	11	4.42	0	45.8	0	0		0		0	72
Mn	n.k.	n.k.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
V	n.k.	n.k.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
As	551	1451	1.7	0.03	0.01	1.67	0.63	0.01	0	0	0	0	0	1
Co	n.k.	n.k.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ni	n.k.	n.k.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sn														
Se	1.5	1.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Te														
Som zw. met.	781	2193	123.7											
As (stof), %	66.2	69.7	0.8											
<b>NO<sub>x</sub> verhouding:</b> 0.01														

<b>Brandstof: Miscanthus (212)</b>		"schone biomassa" volgens EU-definitie												
Stookwaarde: 17.2 MJ/kg n.b.		vochtgehalte: 7.4 %		asgehalte: 3.8 % d.b.		vluchtig: 78.1 %d.b.								
C: 49.9 H: 5.8		O: 43.5		N: 0.53		S: 0.09		in % d.a.f.						
<b>Rookgasvolume bij 6 vol% O<sub>2</sub>:</b> 6.1 Nm <sup>3</sup> per kg droge brandstof														
<b>CO<sub>2</sub> productie:</b> 1.76 kg per kg droge brandstof														
<b>Kritisch brandstofgehalte</b> mg/kg droge brandstof			<b>Actueel gehalte</b> mg/kg droge stof	<b>Deelstroombelasting in mg/kg mee-/bijgestookte droge biomassa-brandstof</b>										
				<i>Bodemass</i>		<i>Vliegas</i>		<i>Gips</i>		<i>Afvalwater</i>		<i>Rookgas</i>		<i>Vergas ser-as</i>
S	4071	5577	866	0	0	0	0	736	537	0	0	260	189	234
Cl	1186	1318	2154	0	0	0	0	0	0	2046	1842	111	100	215
F	15.0	17.6	9.6	0.19	0.16	1.44	1.22	0.71	0.60	3.54	3.01	4	3.33	1
Cd+Tl	2033	2075	0.1	0	0	0.095	0.09	0	0	0	0	0	0	0
Hg	5.47	0.21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sb	212	683	1.2	0.04	0.01	1.14	0.35	0.01	0	0.01	0	0	0	1
Pb	n.k.	n.k.	2.6	0.12	0.1	2.44	2.08	0.04	0.03	0	0	0	0	0
Cr	n.k.	n.k.	3.7	0.89	0.46	2.81	1.46	0	0	0	0	0	0	2
Cu	n.k.	n.k.	2.2	0.19	0.08	2.01	0.82	0	0	0	0	0	0	1
Mn	n.k.	n.k.	9.9	1.19	0.48	8.71	3.48	0	0	0	0	0	0	6
V	n.k.	n.k.	0.3	0.03	0.01	0.27	0.13	0	0	0	0	0	0	0
As	508	1338	1.2	0.02	0.01	1.18	0.45	0.01	0	0	0	0	0	1
Co	n.k.	n.k.	0.6	0.06	0.03	0.54	0.27	0	0	0	0	0	0	0
Ni	n.k.	n.k.	1.1	0.11	0.06	0.99	0.53	0	0	0	0	0	0	1
Sn			1											
Se	1.5	1.5	0.9	0	0	0.65	0.65	0.05	0.05	0.05	0.05	0.16	0.16	0
Te			-											
Som zw. met.	720	2020	24.7											
As (stof), %	61	64	3.8											
<b>NO<sub>x</sub> verhouding:</b> 0.04														

<b>Brandstof: Stro granen (221)</b> “schone biomassa” volgens EU-definitie														
stookwaarde: 16.0 MJ/kg n.b.		vochtgehalte: 11.4 %		asgehalte: 6.6 % d.b.		vluchtig: 75.6 %d.b.								
C: 49.1		H: 5.87		O: 43.6		N: 0.78		S: 0.15		in % d.a.f.				
<b>Rookgasvolume bij 6 vol% O<sub>2</sub>:</b> 5.87 Nm <sup>3</sup> per kg droge brandstof														
<b>CO<sub>2</sub> productie:</b> 1.69 kg per kg droge brandstof														
<b>Kritisch brandstofgehalte</b> mg/kg droge brandstof			<b>Actueel gehalte</b> mg/kg droge stof	<b>Deelstroombelasting in mg/kg mee-/bijgestookte droge biomassa-brandstof</b>										
				<i>Bodemass</i>		<i>Vliegas</i>		<i>Gips</i>		<i>Afvalwater</i>		<i>Rookgas</i>		<i>Vergas ser-as</i>
S	3917	5366	1401	0	0	0	0	1191	869	0	0	420	307	378
Cl	1142	1268	4175	0	0	0	0	0	0	3966	3570	215	193	418
F	14	17	9.3	0.19	0.16	1.40	1.19	0.69	0.58	3.43	2.92	4	3.22	1
Cd+Tl	1957	1997	0.2	0.01	0.01	0.19	0.19	0	0	0	0	0	0	0
Hg	0.2	0.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sb	204	657	3	0.11	0.03	2.85	0.88	0.02	0.01	0.02	0.01	0	0	2
Pb	n.k.	n.k.	0.9	0.04	0.03	0.85	0.72	0.01	0.01	0	0	0	0	0
Cr	n.k.	n.k.	3.1	0.74	0.39	2.36	1.23	0	0	0	0	0	0	1
Cu	n.k.	n.k.	3.7	0.33	0.13	3.37	1.38	0	0	0	0	0	0	2
Mn	n.k.	n.k.	17	2.04	0.82	14.96	5.98	0	0	0	0	0	0	10
V	n.k.	n.k.	1.7	0.16	0.08	1.54	0.75	0	0	0	0	0	0	1
As	489	1287	2.5	0.04	0.01	2.45	0.93	0	0	0	0	0	0	2
Co	n.k.	n.k.	1.5	0.14	0.07	1.36	0.67	0	0	0	0	0	0	1
Ni	n.k.	n.k.	1.3	0.13	0.07	1.17	0.63	0	0	0	0	0	0	1
Sn			2											
Se	1.4	1.4	2	0	0	1.44	1.44	0.10	0.10	0.11	0.11	0.35	0.35	0
Te			-											
Som zw. met.	693	1945	38.7											
As (stof), %	58.7	61.8	6.6											
<b>NO<sub>x</sub> verhouding:</b> 0.06														

<b>Brandstof: Cacao doppen/schillen (512)</b> “schone biomassa” volgens EU-definitie														
stookwaarde: 15.5 MJ/kg n.b.		vochtgehalte: 11.2 %		asgehalte: 9.7 % d.b.		67.6		vluchtig: %d.b.						
C: 53.1		H: 5.79		O: 37.6		N: 3.32		S: 0.16		in % d.a.f.				
<b>Rookgasvolume bij 6 vol% O<sub>2</sub>:</b> 6.31 Nm <sup>3</sup> per kg droge brandstof														
<b>CO<sub>2</sub> productie:</b> 1.76 kg per kg droge brandstof														
Kritisch brandstofgehalte mg/kg droge brandstof			Actueel gehalte mg/kg droge stof	Deelstroombelasting in mg/kg mee-/bijgestookte droge biomassa-brandstof										
				Bodemass		Vliegas		Gips		Afvalwater		Rookgas		Verg asser -as
S	4209	5765	1445	0	0	0	0	1228	897	0	0	433	316	390
Cl	1227	1363	144	0	0	0	0	0	0	137	123	7	6.7	14
F	16	18	9	0.18	0.15	1.4	1.1	0.67	0.57	3.3	2.8	4	3.1	1
Cd+Tl	2102	2145	1	0.03	0.03	0.95	0.93	0.01	0.01	0.08	0.01	0	0	0
Hg	0.2	0.2	0.1	0	0	0.01	0.01	0.06	0.06	0.07	0.01	0	0.02	0
Sb	219	706	1	0.04	0.01	0.95	0.29	0.01	0	0.01	0	0	0	1
Pb	n.k.	n.k.	33	1.5	1.3	31	26	0.50	0.42	0	0	0	0	5
Cr	n.k.	n.k.	3.7	0.89	0.46	2.8	1.5	0	0	0	0	0	0	2
Cu	n.k.	n.k.	35	3.1	1.3	32	13	0	0	0	0	0	0	21
Mn	n.k.	n.k.	84	10	4.0	74	30	0	0	0	0	0	0	50
V	n.k.	n.k.	2.1	0.20	0.1	1.9	0.93	0	0	0	0	0	0	1
As	526	1383	1	0.02	0.01	0.98	0.37	0	0	0	0	0	0	1
Co	n.k.	n.k.	1.5	0.14	0.07	1.4	0.67	0	0	0	0	0	0	1
Ni	n.k.	n.k.	9.8	0.98	0.53	8.8	4.8	0	0	0	0	0	0	5
Sn			5											
Se	1.5	1.5	1	0	0	0.72	0.72	0.05	0.05	0.05	0.05	0.18	0.18	0
Te			1											
Som zw. met.	745	2090	178											
As (stof), %	63.1	66.4	9.7											
<b>NO<sub>x</sub> verhouding:</b> 0.34														



<b>Brandstof: Olijfpitten (524)</b> “schone biomassa” volgens EU-definitie														
stookwaarde: 18.8 MJ/kg n.b.		vochtgehalte: 6.0 %		asgehalte: 3.2 % d.b.		77.1 vluchtig: %d.b.								
C: 50.4		H: 6.4		O: 42.8		N: 0.4		S: 0.02		in % d.a.f.				
<b>Rookgasvolume bij 6 vol% O<sub>2</sub>:</b> 6.38 Nm <sup>3</sup> per kg droge brandstof														
<b>CO<sub>2</sub> productie:</b> 1.79 kg per kg droge brandstof														
<b>Kritisch brandstofgehalte</b> mg/kg droge brandstof			<b>Actueel</b> <b>gehalte</b> mg/kg droge stof	<b>Deelstroombelasting in mg/kg mee-/bijgestookte droge biomassa-brandstof</b>										
				<i>Bodemas</i>		<i>Vliegas</i>		<i>Gips</i>		<i>Afvalwater</i>		<i>Rookgas</i>		<i>Vergasser-as</i>
S	4259	5834	492	0	0	0	0	418	305	0	0	147	108	133
Cl	1241	1379	302	0	0	0	0	0	0	287	258	16	13.98	30
F	16	18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cd+Tl	2127	2171	0.3	0.01	0.01	0.29	0.28	0	0	0	0	0	0	0
Hg	0.2	0.2	0.1	0	0	0.01	0.01	0.06	0.06	0.01	0.01	0.02	0.02	0
Sb	222	715	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pb	n.k.	n.k.	24.3	1.09	0.93	22.8	19.4	0.36	0.31	0	0	0	0	4
Cr	n.k.	n.k.	7.8	1.87	0.97	5.93	3.08	0	0	0	0	0	0	4
Cu	n.k.	n.k.	4.4	0.39	0.16	4.01	1.65	0	0	0	0	0	0	3
Mn	n.k.	n.k.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
V	n.k.	n.k.	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
As	532	1400	1.9	0.03	0.01	1.86	0.71	0.01	0	0	0	0	0	1
Co	n.k.	n.k.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ni	n.k.	n.k.	1.5	0.15	0.08	1.35	0.73	0	0	0	0	0	0	1
Sn			-											
Se	1.5	1.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Te			-											
Som zw. met.	755	2117												
As (stof), %	63.8	67.2	3.2											
<b>NO<sub>x</sub> verhouding:</b> 0.03														

<b>Brandstof: Afvalhout B (170)</b> “niet schone biomassa” volgens EU-definitie														
stookwaarde: 15.1 MJ/kg n.b.		vochtgehalte: 12.4 %		asgehalte: 10.1 % d.b.		vluchtig: 71.1 %d.b.								
C: 51.1		H: 5.7		O: 41.7		N: 1.3		S: 0.1		in % d.a.f.				
<b>Rookgasvolume bij 6 vol% O<sub>2</sub>:</b> 5.87 Nm <sup>3</sup> per kg droge brandstof														
<b>CO<sub>2</sub> productie:</b> 1.68 kg per kg droge brandstof														
<b>Kritisch brandstofgehalte</b> mg/kg droge brandstof			<b>Actueel</b> <b>gehalte</b> mg/kg droge stof	<b>Deelstroombelasting in mg/kg mee-/bijgestookte droge biomassa-brandstof</b>										
				<i>Bodemass</i>		<i>Vliegas</i>		<i>Gips</i>		<i>Afvalwater</i>		<i>Rookgas</i>		<i>Vergasser-as</i>
S	979	1341	990	0	0	0	0	842	614	0	0	297	217	267
Cl	1141	1263	1071	0	0	0	0	0	0	1017	916	55	49.6	107
F	14	17	27	0.54	0.46	4.05	3.44	2.00	1.70	9.96	8.47	11	9.35	4
Cd+Tl	1956	1996	1.6	0.04	0.04	1.52	1.49	0.02	0.02	0.02	0.01	0	0	0
Hg	0.2	0.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sb	204	657	1.1	0.04	0.01	1.05	0.32	0.01	0	0.01	0	0	0	1
Pb	n.k.	n.k.	680	30.6	26.0	639	543	10.2	8.67	0	0	0	0	102
Cr	n.k.	n.k.	59.7	14.3	7.45	45.4	23.6	0	0	0	0	0	0	29
Cu	n.k.	n.k.	70.7	6.22	2.55	64.5	26.4	0	0	0	0	0	0	42
Mn	n.k.	n.k.	107.7	12.9	5.17	94.8	37.9	0	0	0	0	0	0	65
V	n.k.	n.k.	3.2	0.31	0.15	2.89	1.42	0	0	0	0	0	0	2
As	489	1289	11.9	0.18	0.07	11.66	4.43	0.05	0.02	0	0	0	0	7
Co	n.k.	n.k.	6.1	0.58	0.28	5.52	2.71	0	0	0	0	0	0	3
Ni	n.k.	n.k.	12.4	1.24	0.67	11.16	6.03	0	0	0	0	0	0	6
Sn			1.6											
Se	1.4	1.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Te			-											
Som zw. met.	694	1947												
As (stof), %	11.7	12.4	10.1											
<b>NO<sub>x</sub> verhouding:</b> 0.11														

<b>Brandstof: Afvalhout C (180)</b> “niet schone biomassa” volgens EU-definitie														
stookwaarde: 14.8 MJ/kg n.b.		vochtgehalte: 19.9 %		asgehalte: 1.8 % d.b.		vluchtig: 78.2 %d.b.								
C: 53.8		H: 6.1		O: 39.7		N: 0.3		S: 0.1		in % d.a.f.				
<b>Rookgasvolume bij 6 vol% O<sub>2</sub>:</b> 6.91 Nm <sup>3</sup> per kg droge brandstof														
<b>CO<sub>2</sub> productie:</b> 1.94 kg per kg droge brandstof														
<b>Kritisch brandstofgehalte</b> mg/kg droge brandstof			<b>Actueel</b> <b>gehalte</b> mg/kg droge stof	<b>Deelstroombelasting in mg/kg mee-/bijgestookte droge biomassa-brandstof</b>										
				<i>Bodemas</i>		<i>Vliegas</i>		<i>Gips</i>		<i>Afvalwater</i>		<i>Rookgas</i>		<i>Vergasser-as</i>
S	1153	1580	1375	0	0	0	0	1169	853	0	0	412	301	371
Cl	1344	1494	805	0	0	0	0	0	0	765	688	41	37.3	81
F	17	20	9.8	0.20	0.17	1.47	1.25	0.73	0.61	3.61	3.07	4	3.39	1
Cd+Tl	2304	2351	0.3	0.01	0.01	0.29	0.28	0	0	0	0	0	0	0
Hg	0.2	0.2	0.1	0	0	0.01	0.01	0.06	0.06	0.01	0.01	0	0.02	0
Sb	240	774	1.7	0.06	0.02	1.62	0.50	0.01	0	0	0	0	0	1
Pb	n.k.	n.k.	69.6	3.13	2.66	65.4	55.6	1.04	0.89	0	0	0	0	10
Cr	n.k.	n.k.	2390.6	574	298	1817	945	0	0	0	0	0	0	1147
Cu	n.k.	n.k.	624.6	55.0	22.5	570	234	0	0	0	0	0	0	369
Mn	n.k.	n.k.	41.5	4.98	1.99	36.5	14.6	0	0	0	0	0	0	25
V	n.k.	n.k.	1.3	0.12	0.06	1.18	0.58	0	0	0	0	0	0	1
As	576	1516	1501.2	22.5	8.56	1471	559	6.6	2.51	0.15	0.06	1	0.29	931
Co	n.k.	n.k.	0.7	0.07	0.03	0.63	0.31	0	0	0	0	0	0	0
Ni	n.k.	n.k.	5.5	0.55	0.30	4.95	2.67	0	0	0	0	0	0	3
Sn			1.3											
Se	1.7	1.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Te			-											
Som zw. met.	818	2292												
As (stof), %	13.8	14.6	1.8											
<b>NO<sub>x</sub> verhouding:</b> 0.03														

<b>Brandstof: Bermgras (213)</b> “schone biomassa” volgens EU-definitie														
stookwaarde: 5.3 MJ/kg n.b.			vochtgehalte: 60 %				asgehalte: 13.9 % d.b.				vluchtig: 79.0 %d.b.			
C: 50.0		H: 5.9		O: 41.6		N: 2.2		S: 0.2		in % d.a.f.				
<b>Rookgasvolume bij 6 vol% O<sub>2</sub>:</b> 5.58 Nm <sup>3</sup> per kg droge brandstof														
<b>CO<sub>2</sub> productie:</b> 1.58 kg per kg droge brandstof														
<b>Kritisch brandstofgehalte</b> mg/kg droge brandstof			<b>Actueel</b> <b>gehalte</b> mg/kg droge stof	<b>Deelstroombelasting in mg/kg mee-/bijgestookte droge biomassa-brandstof</b>										
				<i>Bodemass</i>		<i>Vliegas</i>		<i>Gips</i>		<i>Afvalwater</i>		<i>Rookgas</i>		<i>Vergasser-as</i>
S	3724	5100	1378	0	0	0	0	1171	855	0	0	413	302	372
Cl	1085	1206	5786	0	0	0	0	0	0	5497	4947	298	268	579
F	14	16	26	0.52	0.44	3.9	3.31	1.92	1.64	9.59	8.15	11	9.01	4
Cd+Tl	1860	1898	1	0.03	0.03	0.95	0.93	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0
Hg	0.2	0.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sb	194	625	1	0.04	0.01	0.95	0.29	0.01	0	0.01	0	0	0	1
Pb	n.k.	n.k.	14	0.63	0.54	13.16	11.19	0.21	0.18	0	0	0	0	2
Cr	n.k.	n.k.	11	2.64	1.37	8.36	4.35	0	0	0	0	0	0	5
Cu	n.k.	n.k.	10	0.88	0.36	9.12	3.74	0	0	0	0	0	0	6
Mn	n.k.	n.k.	150	18.00	7.2	132	52.8	0	0	0	0	0	0	90
V	n.k.	n.k.	6.1	0.59	0.29	5.51	2.7	0	0	0	0	0	0	3
As	465	1224	1	0.02	0.01	0.98	0.37	0	0	0	0	0	0	1
Co	n.k.	n.k.	1.2	0.11	0.06	1.09	0.53	0	0	0	0	0	0	1
Ni	n.k.	n.k.	1.6	0.16	0.09	1.44	0.78	0	0	0	0	0	0	1
Sn			10											
Se	1.3	1.33	1	0	0	0.72	0.72	0.05	0.05	0.05	0.05	0.18	0.18	0
Te			1											
Som zw. met.	660	1850												
As (stof), %	55.8	58.7	13.9											
<b>NO<sub>x</sub> verhouding:</b> 0.18														

<b>Brandstof: Pluimveemest (310)</b> “niet schone biomassa” volgens EU-definitie														
stookwaarde: 8.7 MJ/kg n.b.		vochtgehalte: 49.9 %		asgehalte: 18.3 % d.b.		vluchtig: 64.4 %d.b.								
C: 64.9	H: 3.4	O: 21.4	N: 9.4	S: 0.9	in % d.a.f.									
<b>Rookgasvolume bij 6 vol% O<sub>2</sub>:</b> 6.92 Nm <sup>3</sup> per kg droge brandstof														
<b>CO<sub>2</sub> productie:</b> 1.94 kg per kg droge brandstof														
<b>Kritisch brandstofgehalte</b> mg/kg droge brandstof			<b>Actueel gehalte</b> mg/kg droge stof	<b>Deelstroombelasting in mg/kg mee-/bijgestookte droge biomassa-brandstof</b>										
				<i>Bodemas</i>		<i>Vliegas</i>		<i>Gips</i>		<i>Afvalwater</i>		<i>Rookgas</i>		<i>Vergasser-as</i>
S	1154	1581	7500	0	0	0	0	6375	4654	0	0	2248	1641	2025
Cl	1346	1495	5212	0	0	0	0	0	0	4951	4456	268	241	521
F	17	20	200	4	3.4	30	25.5	14.8	12.6	73.8	62.7	82	69.3	30
Cd+Tl	2306	2353	0.4	0.01	0.01	0.38	0.37	0	0	0	0	0	0	0
Hg	0.2	0.2	0.1	0	0	0.01	0.01	0.06	0.06	0.01	0.01	0	0.02	0
Sb	240	775	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pb	n.k.	n.k.	6	0.27	0.23	5.64	4.79	0.09	0.08	0	0	0	0	1
Cr	n.k.	n.k.	17	4.08	2.12	12.92	6.72	0	0	0	0	0	0	8
Cu	n.k.	n.k.	127	11.18	4.58	116	47.5	0	0	0	0	0	0	75
Mn	n.k.	n.k.	409	49.1	19.6	360	144	0	0	0	0	0	0	245
V	n.k.	n.k.	5	0.48	0.24	4.52	2.21	0	0	0	0	0	0	3
As	577	1517	1	0.02	0.01	0.98	0.37	0	0	0	0	0	0	1
Co	n.k.	n.k.	2	0.19	0.09	1.81	0.89	0	0	0	0	0	0	1
Ni	n.k.	n.k.	39	3.9	2.10	35.10	18.95	0	0	0	0	0	0	18
Sn			0											
Se	1.7	1.7	1	0	0	0.72	0.72	0.05	0.05	0.05	0.05	0	0.18	0
Te			-											
Som zw. met.	819	2294												
As (stof), %	13.8	14.6	18.3											
<b>NO<sub>x</sub> verhouding:</b> 0.78														

<b>Brandstof: Varkensmest (330)</b> “niet schone biomassa” volgens EU-definitie														
stookwaarde: 14.5 MJ/kg n.b.		vochtgehalte: 12.7 %		asgehalte: 15.2 % d.b.		vluchtig: 62.9 %d.b.								
C: 51.8		H: 4.9		O: 39.7		N: 2.9		S: 0.6		in % d.a.f.				
<b>Rookgasvolume bij 6 vol% O<sub>2</sub>:</b> 5.52 Nm <sup>3</sup> per kg droge brandstof														
<b>CO<sub>2</sub> productie:</b> 1.61 kg per kg droge brandstof														
<b>Kritisch brandstofgehalte</b> mg/kg droge brandstof			<b>Actueel gehalte</b> mg/kg droge stof	<b>Deelstroombelasting in mg/kg mee-/bijgestookte droge biomassa-brandstof</b>										
				<i>Bodemass</i>		<i>Vliegas</i>		<i>Gips</i>		<i>Afvalwater</i>		<i>Rookgas</i>		<i>Vergasser-as</i>
S	920	1261	4800	0	0	0	0	4080	2978	0	0	1439	1050	1296
Cl	1073	1192	5000	0	0	0	0	0	0	4750	4275	257	231	500
F	14	16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cd+Tl	1837	1876	0.1	0	0	0.1	0.1	0	0	0	0	0	0	0
Hg	0.2	0.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sb	192	618	1	0.04	0.01	0.95	0.29	0	0	0	0	0	0	1
Pb	n.k.	n.k.	6	0.27	0.23	5.64	4.79	0.09	0.08	0	0	0	0	1
Cr	n.k.	n.k.	9	2.16	1.12	6.84	3.57	0	0	0	0	0	0	4
Cu	n.k.	n.k.	100	8.8	3.61	91.2	37.4	0	0	0	0	0	0	59
Mn	n.k.	n.k.	150	18	7.2	132	52.8	0	0	0	0	0	0	90
V	n.k.	n.k.	2	0.19	0.09	1.81	0.89	0	0	0	0	0	0	1
As	460	1210	2	0.03	0.01	1.96	0.74	0.01	0	0	0	0	0	1
Co	n.k.	n.k.	1	0.10	0.05	0.91	0.44	0	0	0	0	0	0	1
Ni	n.k.	n.k.	6	0.60	0.32	5.4	2.92	0	0	0	0	0	0	3
Sn			1											
Se	1.3	1.3	1	0	0	0.72	0.72	0.05	0.05	0.05	0.05	0	0.18	0
Te			-											
Som zw. met.	653	1829												
As (stof), %	11.0	11.6	15.2											
<b>NO<sub>x</sub> verhouding:</b> 0.31														

<b>Brandstof: RWZI slib (410)</b> “niet schone biomassa” volgens EU-definitie														
stookwaarde: 9.7 MJ/kg n.b.		vochtgehalte: 17.8 %		asgehalte: 43.4 % d.b.		vluchtig: 51.4 %d.b.								
C: 52.3		H: 7.5		O: 30.6		N: 7.4		S: 2.2		in % d.a.f.				
<b>Rookgasvolume bij 6 vol% O<sub>2</sub>:</b> 4.41 Nm <sup>3</sup> per kg droge brandstof														
<b>CO<sub>2</sub> productie:</b> 1.08 kg per kg droge brandstof														
<b>Kritisch brandstofgehalte</b> mg/kg droge brandstof			<b>Actueel</b> <b>gehalte</b> mg/kg droge stof	<b>Deelstroombelasting in mg/kg mee-/bijgestookte droge biomassa-brandstof</b>										
				<i>Bodemas</i>		<i>Vliegias</i>		<i>Gips</i>		<i>Afvalwater</i>		<i>Rookgas</i>		<i>Vergasser-as</i>
S	735	1007	12452	0	0	0	0	10584	7726	0	0	3732	2724	3362
Cl	857	953	1392	0	0	0	0	0	0	1322	1190	72	64.4	139
F	11	13	171	3.42	2.91	25.7	21.8	12.7	10.8	63.1	53.6	70	59.2	26
Cd+Tl	1469	1500	5.2	0.14	0.14	4.96	4.86	0.06	0.06	0.04	0.04	0	0	0
Hg	0.1	0.1	3.2	0	0	0.32	0.32	1.95	1.95	0.22	0.22	1	0.71	0
Sb	153	494	5.2	0.18	0.06	4.94	1.53	0.04	0.01	0.03	0.01	0	0	4
Pb	n.k.	n.k.	184	8.28	7.04	173	147	2.76	2.35	0	0	0	0	28
Cr	n.k.	n.k.	194	46.6	24.2	147	76.7	0	0	0	0	0	0	93
Cu	n.k.	n.k.	391	34.4	14.1	357	146	0	0	0	0	0	0	231
Mn	n.k.	n.k.	314	37.7	15.1	276	111	0	0	0	0	0	0	188
V	n.k.	n.k.	18.7	1.80	0.88	16.9	8.28	0	0	0	0	0	0	10
As	367	967	8.8	0.13	0.05	8.62	3.28	0.04	0.01	0	0	0	0	5
Co	n.k.	n.k.	10.5	1.00	0.49	9.50	4.66	0	0	0	0	0	0	5
Ni	n.k.	n.k.	107	10.7	5.78	96.3	52.0	0	0	0	0	0	0	49
Sn			37											
Se	1	1	1.2	0	0	0.86	0.86	0.06	0.06	0.07	0.07	0	0.21	0
Te			-											
Som zw. met.	521	1462												
As (stof), %	8.8	9.3	43.4											
<b>NO<sub>x</sub> verhouding:</b> 0.23														





## BIJLAGE 4. TECHNISCHE- EN NIET-TECHNISCHE KNELPUNTEN VOOR MEE-/BIJSTOOK VAN BIOMASSA IN KOLENCENTRALES

Onderstaand een opsomming van de knelpunten geïdentificeerd bij tweetal Workshops, te weten:

- “Adressing the Technical Constraints for Successful Replication of Demonstrated Technologies for Co-combustion of Biomass Waste”, Zeltweg, Austria, 30 June – 1 July 1999.
- “Non-technical Constraints of Biomass Co-combustion”, EPZ Power Plant Geertruidenberg, The Netherlands, 22-23 November 1999.

In deze Workshops is de situatie in een 6-tal landen besproken, te weten:

- ❖ Oostenrijk (BIOS Consulting, Verbund: o.a. BioCoComb project)
- ❖ Duitsland (Universiteit van Stuttgart, Rheinbraun AG, Umweltbundesamt, Bayernwerk)
- ❖ Finland (Fortum Power and Heat Oy, Lahden Lampovioma Oy: o.a. Lähti plant)
- ❖ Zweden (Vattenfall, TPS Termiska Processer AB)
- ❖ Denemarken (MIDTKRAFT Energy Company)
- ❖ Nederland (Lurgi Envirotherm GmbH: o.a. Amer Power Plant, KEMA)

### TECHNISCHE KNELPUNTEN

De technische knelpunten hebben betrekking op:

1. Het type en de hoeveelheid biomassa die wordt mee-/bijgestookt, o.a.: ontvangst, verwerking, opslag, voorbewerking en voeding
2. Het type en de capaciteit van de centrale, o.a.: verbrandingssysteem, emissie controle en de commerciële afzet van de restproducten (as, gips).

### **Biomassa ontvangst, opslag, voorbehandeling en voeding**

- Ontbreken apparatuur/plaats voor voorbehandeling biomassa -> koop gespecificeerde brandstof.
- Emissie van stof, methaan en geurstoffen bij de ontvangst en verwerking -> doe dit binnen met een grote luchtuitwisseling, bescherm de werknemers en neem voorzorgmaatregelen tegen brand- en explosiegevaar.
- Bepaling en controle van de kwaliteit van de biomassa: gebruik gestandaardiseerde gecertificeerde en regelmatig geanalyseerde biomassa; inspecteer visueel en neem regelmatig een monster voor “eigen” analyse; installeer specifieke apparatuur om de deeltjesgrootteverdeling te controleren.
- Brugvorming problemen en het risico op stofexplosies bij de opslag van biomassa -> verdicht bulk biomassa tot briquetten/pellets; installeer een inerte atmosfeer.
- Toename van de wrijving in kolenmolens met de kans op spontane ontbranding -> installeer een stenen-/zand-/metalenverwijderingsunit; installeer een branddetectie en -bestrijdingsinstallatie.
- Problemen met transport van de biomassa (brugvorming, blokkades vastkleven) -> meng verse biomassa met gedroogd materiaal; zeef het “ruwe” materiaal om te groot materiaal te verwijderen om blokkades te voorkomen; gebruik bewezen/gesloten transportsystemen, vermijdt lange transportafstanden en afbuigingen.
- Problemen met de voedingsystemen -> gebruik betrouwbare systemen; installeer meer dan 1 voedingspunt; gebruik de optimale voedingslocatie en pas de voedingsnelheid aan.

### **Verbrandingsinstallatie**

- Boiler ontwerp: zowel het gasvolume als het vochtgehalte hierin neemt toe bij meestook van biomassa -> beperk meestook tot ca. 5-10% zodat deze afwijkingen “gemanaged” kunnen worden binnen het bestaande boiler ontwerp.
- Boiler-/brandergedrag bij meestook van biomassa: er vindt hoge-temperatuur corrosie (HCl) plaats; er bestaat een verhoogd risico op “slagging/fouling” in de boiler (ketel wanden) en er bestaat een verhoogd risico op erosie en neerslag op de brander (reducerende atmosfeer) -> gebruik speciale coatings om de materialen te beschermen; installeer meer voedingspunten om de biomassa goed te kunnen verdelen; verander circulatiepatronen en verhoog de centrale snelheid door de boiler; er is een verhoogde noodzaak voor “sootblowing” en het onderhoudsschema dient te worden aangepast.
- Oppervlakken van warmtewisselaars worden blootgesteld aan HT-corrosie (HCl) en afzettingen -> pas speciale beschermende coatings toe; pas andere materialen toe; pas additionele separate installaties toe (stoomverhitte luchtvoorverwarmer) en gebruik specifieke apparatuur (“sonic blowers”) om slakafzettingen te verwijderen.

### **Emissie controle**

- Rookgasvolume en temperatuur nemen toe -> checken of bestaande rookgasreiniging e.e.a. aankan.
- Versnelde deactivering van de SCR-katalysatoren t.g.v. verhoogde alkalimetaalconcentraties in het rookgas -> gebruik specifieke katalysatoren die meer bestand zijn of verwijder de verontreinigingen voordat deze de SCR-unit bereiken
- Rookgasontzwaveling: toevoer kalksteen moeizaam te reguleren t.g.v. grote variaties in zwavelgehalten biomassastromen.
- Emissie-eisen voor zware metalen: 1) gebruik alleen een klein percentage “schone” biomassa voor meestook om zodoende aan de nieuwe EU-emissie-eis (“mixing rule”) te kunnen voldoen; 2) installeer indien noodzakelijk een additionele rookgasreinigingsunit (bijv. voor kwik).

### **Commerciële afzet vaste reststromen**

- Toename bodem- en vlieggasvolumes.
- De samenstelling van de vaste reststromen (bodemas, vlieggas en gips) verandert (meer onverbrande koolstof en/of alkalimetalen) -> pas hoeveelheid/type biomassamateriaal aan zodat de verandering in eigenschappen van de vaste reststromen beperkt blijft binnen de range van die van toepassing voor steenkool-gerelateerde reststromen zodat commerciële afzet gewaarborgd blijft; ga uit van separate bijstook van biomassa (i.p.v. meestook) zodat een separate asfractie wordt geproduceerd; vergroot de luchttoevoer aan de branders of de verblijftijd van de biomassadeeltjes in de boiler.

### **Conclusies**

Een deel van de genoemde technische knelpunten zijn de laatste jaren in de praktijk opgelost. De hogere concentratie onverbrand koolstof in het bodem- en vlieggas kan soms nog een probleem vormen. Voor andere technische knelpunten, zoals: boiler reinigingssystemen, ww-aantastingen en NO<sub>x</sub>-reductie, blijkt nog niet altijd de juiste oplossing gevonden te zijn. De belangrijkste technische knelpunten die nog aandacht behoeven zijn echter wrijving en HT-corrosie. Bijstook van biomassa i.p.v. directe meestook blijkt een hoop van de potentiële technische knelpunten weg te nemen.

## NIET-TECHNISCHE KNELPUNTEN

De niet-technische knelpunten hebben betrekking op: vergunningen, bijproducten, relaties met autoriteiten en het publiek, brandstofcontractering en financiële belemmeringen. Daar de niet-technische knelpunten, i.t.t. de technische knelpunten, sterk landgebonden zijn, zijn deze per land separaat gerapporteerd.

### **Oostenrijk**

In Oostenrijk zijn de biobrandstoffen vaak bijproducten van “eigen” productieprocessen. De capaciteit van de plants is veelal klein, zodat milieu-invloeden t.v.w. zijn. De restproducten worden afgezet in de bouw-/cementindustrie of gestort (klein volume). Het publiek bleek bij meestook van biomassa bij kolencentrales voornamelijk vrees te hebben voor emissies en geluid- en geuroverlast. Contact met het publiek gedurende de besluitvorming, bouw en realisatie van de plant bleek een positieve uitwerking op de houding van het publiek te hebben. Meestook plants gebruiken relatief goedkope brandstoffen.

### **Duitsland**

In Duitsland wordt stort van afval die meer dan 5% organisch koolstof bevat vanaf 2005 verboden. Inzet in de energievoorziening wordt gestimuleerd indien: de calorische waarde van het afval > 11 MJ/kg, de totale thermische plant efficiency > 75%, 75% van de geproduceerde warmte nuttig wordt gebruikt en de werkelijke reststromen kunnen worden gestort/hergebruikt zonder additionele nabehandeling. M.b.t. vergunningen en commerciële toepasbaarheid van de reststromen komt de situatie overeen met die in Nederland. Het publiek en de autoriteiten vragen zich af waarom deze stromen niet in de AVI's worden ingezet en zijn bang voor overlast (geluid, verkeer, geur, emissies) bij meestook in kolencentrales. De brandstofcontractering en levering wordt verzorgd door speciale bedrijven. Zuiveringsslib is de biomassa die op dit moment het meest wordt meegestookt. Brandstofcontracten lopen 1-5 jaar t.g.v. onzekerheden in de markt. Er is voor meestook geen financiële ondersteuning vanuit de overheid beschikbaar. Problemen zijn verder: de biobrandstoffen verdwijnen naar de hoogste bidder, het meestookpotentieel neemt af door sluiting van oude kolencentrales en door een sterkere marktwerking komt de financieel-economische haalbaarheid van meestook steeds meer onder druk te staan.

### **Finland**

In Finland wordt biomassaconversie vanuit de overheid ondersteund. Er worden geen echte niet-technische knelpunten genoemd. Indien strenge emissie-eisen van toepassing worden, zal dit desastreus zijn voor de meeste kleine “stand alone” plants. Sloophout en RDF etc. worden in Finland niet als biomassa beschouwd. Voor de conversie van dit type materialen gelden additionele eisen.

### **Zweden**

In Zweden wordt biomassa als hoofdbrandstof ingezet in decentrale WKK plants. Er is een overeenkomst dat alle slib en schors verbrand wordt. De vergunningverlening vormt geen probleem. De emissie-eisen variëren sterk per installatie. Er wordt veelal gewerkt met kortlopende contracten. De maximaal toegestane hoeveelheden stenen, grond en vocht zijn in deze contracten vastgelegd. Om biomassa te promoten heeft de overheid hoge belastingen geïntroduceerd op de emissie van fossiel gerelateerde CO<sub>2</sub>.

### **Nederland**

In Nederland moeten alle kolencentrales hun CO<sub>2</sub>-emissies tot het jaar 2008 reduceren tot een niveau overeenkomend met die van aardgas-gestookte centrales. Dit komt overeen met een reductie van 35-50%. Dit zal worden gerealiseerd door: 1) mee-/bijstook van biomassa (CO<sub>2</sub>-neutraal), 2) efficiency verbetering en 3) de aanplant van bossen i.h.k.v. Joint Implementation activiteiten. In Nederland gelden vooralsnog landelijke emissie-eisen naar lucht en water, die indien noodzakelijk door lokale overheden kunnen worden verscherpt, indien hier aanleiding toe is. Doordat huidige initiatieven slechts een klein percentage (< 5%) relatief schone biomassa meestoken, wordt de kwaliteit vaste reststromen vooralsnog niet negatief beïnvloed.

Alle centrales hebben langdurige brandstofcontracten met leveranciers. Over het algemeen staat het publiek relatief negatief tegen meestookactiviteiten. In Nederland zijn zowel subsidies als fiscale maatregelen beschikbaar om duurzame energie (dus ook mee-/bijstook van schone biomassa) te stimuleren.

### **Conclusies**

De belangrijkste niet-technische knelpunten voor de toepassing van biomassa als meestookbrandstof in kolencentrales zijn: de lange-termijn contracteerbaarheid van biomassa (beschikbaarheid, prijsstelling), (toekomstige) van toepassing zijnde regelgeving, investeringskosten en de vergunningverlening (vaak afhankelijk van lokale overheden). De drijvende kracht voor meestook is altijd financieel-economisch gewin. De financieel-economische haalbaarheid is echter moeilijk in te schatten door grote onzekerheid betreffende de/het toekomstige beschikbaarheid/prijsstelling van de biomassabrandstoffen. De invloed van de biomassaprijs op het uiteindelijke financieel-economische rendement is zeer groot. Een steeds veranderende en strenger wordende milieuregelgeving bemoeilijkt de start van nieuwe mee-/bijstookactiviteiten. Voor mee-/bijstookactiviteiten is de commerciële afzet van de vaste reststromen (bodemas, vliegashoudend en gips) essentieel. Indien deze stromen moeten worden gestort, wordt de financieel-economische haalbaarheid dusdanig negatief beïnvloed, dat de activiteiten als niet zinvol kunnen worden gedefinieerd.

## BIJLAGE 5. BELEIDSAFSPRAAK OP HOOFDLIJNEN: KOLEN- CENTRALES EN CO2-REDUCTIE

















## BIJLAGE 6.OVERZICHT AARDGAS-GESTOOKTE GASTURBINE INSTALLATIES IN NEDERLAND

### Alle gasturbine installaties in Nederland

Dit overzicht is overgenomen uit Novem-rapport: EWAB 0005.

Exclusief:

- Combi-installaties
- Installaties voor aandrijving van compressoren
- Individuele gasturbines zonder afgassenketel die worden ingezet als pieklasteenheid (zeer beperkt aantal draaiuren per jaar)
- Installaties gestookt op andere gassen

De aanwezigheid van meerdere gasturbines van hetzelfde type op dezelfde locatie is beschouwd als een enkele centrale, samengesteld uit meerdere gasturbines.









## Gasturbine installaties in Nederland gerealiseerd in of na 1990

Dit overzicht is overgenomen uit Novem-rapport: EWAB 0005.

Exclusief:

- Combi-installaties
- Installaties voor aandrijving van compressoren
- Individuele gasturbines zonder afgassenketel die worden ingezet als pieklasteenheid (zeer beperkt aantal draaiuren per jaar)
- Installaties gestookt op andere gassen

De aanwezigheid van meerdere gasturbines van hetzelfde type op dezelfde locatie is beschouwd als een enkele centrale, samengesteld uit meerdere gasturbines.



## BIJLAGE 7. INTERNATIONAL AFB-NET WORKSHOP “EUROPEAN EXPERIENCE IN BIOMASS COFIRING”

In deze bijlage worden de belangrijkste onderwerpen weergegeven die tijdens bovengenoemde workshop, gehouden op 14 en 15 september 2000 te Grenoble in Frankrijk, besproken zijn. Tevens zijn kopieën van de sheets toegevoegd van de presentatie die ECN tijdens deze workshop verzorgd heeft.

### Onderwerpen Cofiring Workshop te Grenoble

Tijdens de workshop zijn o.a. de volgende onderwerpen aan de orde gekomen:

- Presentatie van de resultaten van het Altener-project “Cofiring of Biomass: Reports of 21 Biomass Cofiring Plants”.
- “Cofiring” ervaringen in: Zweden, Duitsland, Nederland en Finland.
- “Cofiring” ervaringen in enkele specifieke plants, te weten de: Zeltweg plant (Oostenrijk), ENA Kraft plant (Zweden), Lathi Kimijarvi plant (Finland) en de Brescia plant (Italië).

### **Resultaten Altener-project “Cofiring of Biomass: Reports of 21 Biomass Cofiring Plants”**

Het totaal aantal “cofiring” plants, die thans in Europa in bedrijf zijn, bedraagt ca. 150 [43]. In de meeste gevallen wordt de biomassa met de steenkool gemengd, waarna gezamenlijke conversie geschiedt (= directe meestook). In enkele gevallen vindt separate conversie van de biobrandstof plaats (= bijstook). “AFB-net – European Biomass network” heeft een analyse uitgevoerd van een 21-tal initiatieven in Finland, Zweden, Denemarken Duitsland, Italië, Oostenrijk en Portugal. De resultaten van deze analyse zijn uitgebreid beschreven door VTT [44]. In onderstaande tabel worden de belangrijkste kengetallen per initiatief weergegeven.

#### *Lathi Kimijarvi plant (Finland)*

In de “base-case” WKK-plant wordt steenkool en aardgas verbrand voor de productie van 185 MW<sub>e</sub> en 250 MW<sub>th</sub>. De netto WK-efficiëntie bedraagt maximaal 85%. Hierbij is in 1996 een separate CFB-vergasser (Foster Wheeler technologie, atmosferisch, 850°C) geplaatst voor bijstook van 40-70 MW<sub>th</sub> natte biobrandstoffen (maximaal toegestane vochtgehalte: 60%). Het ruwe, zeer laagcalorische stookgas (er vindt geen voordroging van de biobrandstof plaats, 2,2 MJ/kg bij 50% vocht), wordt na een cycloon gepasseerd te hebben en na voorverwarming van de vergassingslucht, direct, zonder additionele stookgasreiniging in de ketel verbrand. De bedmateriaalconsumptie (zand, limestone) bedraagt 200-300 kg/uur. De inzet van de biobrandstoffen substitueert ca. 15% van de oorspronkelijke fossiele brandstoffen inzet, waardoor een aanzienlijke emissiereductie van SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> en CO<sub>2</sub> wordt gerealiseerd. De totale investering voor de vergasser bedroeg 12 MEuro. De verwachte TVT is ca. 10 jaar. De investering voor de brandstofverwerkingsapparatuur buiten het ketelhuis bedroeg 2,5 MEuro; terwijl de totale kosten voor de brandstofverwerking, -voeding en –controlesystemen 4,6 MEuro bedroegen. De B&O-kosten bedragen ca. 0,5 MEuro/jaar (brandstofverwerking: 200.000 Euro/jaar, onderhoudskosten vergasser: 62.000 Euro/jaar, bedmateriaalconsumptie: 100.000 Euro/jaar, kwaliteitscontrole brandstoffen: 30.000 Euro/jaar). Het bedrijf van de vergasser verloopt redelijk naar wens. De brandstofvoorbehandeling en voeding zorgen voor de meeste problemen. Een nieuw voedingssysteem, met drie separate brandstofvoedingslijnen, zou een hoop van de problemen kunnen oplossen. De kosten van zo'n systeem zijn geraamd op minder dan 1 MEuro.

#### *Kraftwerk Schwandorf condensing plant (Duitsland)*

#### *Heizkraftwerk Wurzburg condensing plant (Duitsland)*

#### *St. Andra plant, biomass grate boiler (Oostenrijk)*

#### *Zeltweg condensing power plant (Oostenrijk)*

Initiatief	Biobrandstof	“Cofiring” percentage biomassa energiebasis	MW <sub>th</sub>	MW <sub>e</sub>	Land
Rauhalathi municipal CHP plant BFB boiler	turf, zagerij- residuen	22 (hout)	210	80	Finland
Kaipola industrial CHP boiler BFB boiler	schors, slib, turf,	60	104	26	Finland
Forssa municipal CHP plant BFB boiler	industriële houtresiduen	90	114	17,2	Finland
Kimijarvi municipal CHP plant Coal-fired boiler with a separate 40-70 MW <sub>th</sub> biomassavergasser	houtresiduen	18 (50-60 MW <sub>th</sub> vergasser)	250	185	Finland
Lisalmen Sahat sawmill with CHP plant Underfeed grate boiler	schors, zaagsel, chips	100	7	0,9	Finland
Municipal Termoutilizzatore plant ASM Brescia S.P.A Grate fired boiler	MSW, slib, biomassa	20	102	45	Italië
Cipro demonstration plant Grate boiler	biomassa's	0-100	0,75	-	Italië
Stora Enso Fors industrial CHP boiler CFB boiler	schors, zaagsel, papierafval	73	50	-	Zweden
ENA-Kraft Ltd municipal CHP Grate boiler	schors, zaagsel, Salix, pellets, biogas	100	210 GWh/jr	23	Zweden
Frovifors industrial CHP BFB boiler	houtresiduen	50	25	45	Zweden
Linkoping municipal CHP Moving grate boiler	schors, hout- residuen, banden	47	240	77(?)	Zweden
Knivsta district heating fixed grate boiler Moving grate boiler	houtresiduen	95	23	-	Zweden
Kraftwerk Schwandorf condensing plant Pulverised combustion	biomassapellets	10	?	?	Duitsland
Heizkraftwerk Wurzburg condensing plant Pulverised combustion	houtchips	25	400 GWh/jr	80	Duisland
Assens Fjemvarme CHP plant Vibrating grate boiler	houtresiduen, - chips	100	10,3	7,4	Denemarken
Grena CHP plant CFB boiler	stro	53	60	9,8	Denemarken
Maabjerg CHP plant Water cooled grate boiler	afval, stro, houtchips	10	28	68	Denemarken
Mortagua Thermolectric power plant Water cooled vibrating grate	bosresiduen	t/m 100	-	9	Portugal
Portucel industrial Cacia pulp/paper mill Rotating grate boiler	schors-/hout- stof, noten- doppen	75	?	33,6	Portugal
St. Andra, Verbund, 2*5 MW Biomass grate boiler	schors, chips, bosresiduen	3	?	127	Oostenrijk
Zeltweg, Verbund, condensing power plant; separate biomass gasification	schors, houtchips	3 (10 MW <sub>th</sub> vergasser)	-	137	Oostenrijk

ECN-presentatie Cofiring Workshop te Grenoble







































## BIJLAGE 8. PRODUCTIE EN BESCHIKBAARHEID VAN BIOMASSA- EN AFVALSTROMEN (MARSROUTES-STUDIE)

	Productie					Beschikbaarheid voor energieopwekking							scen 1, 2020	scen 3, 2020	
	2000		2020	2000		scenario 2 (basispad), 2020					NL max	NL			uit NL
	NL	EU	NL	uit NL	uit EU	NL	uit EU	Ov	Beperkende factor						
Korte omloop hout	2	200	?	2	-	200	-	-	-	opp. meerv. functiegebruik	200	-	300		
Hout uit fruitsector en boomkwekerij	294	635	294	100	-	294	-	-	-	geen	294	-	294		
Bosbouwbioproducten	2.400	38800	?	425	-	550	500	50	-	biodiversiteit, kosten, Lansink	1.000	425	600		
Schoon resthout (incl. bast), vers	600	50970	?	270	150	600	-	-	-	geen	600	-	-		
Koolzaad (zaad)	4	11892	?	-	-	-	-	50	-	kosten teelt	-	-	-		
Miscanthus	1	3	?	1	-	200	-	-	-	bep. opp. meerv. functiegebruik	200	-	300		
Bermgras	468	?	468	468	-	468	-	-	-	geen	468	-	-		
Stro (granen)	708	103100	?	-	1.500	-	1.500	-	-	conc. met veevoeder	708	-	350		
Koolzaadstro	15	9400	?	-	150	-	150	-	-	conc. met veevoeder	15	-	15		
Henpep en vlas, vezels en kern	5	358	?	5	24	-	-	-	-	conc. met veevoeder	5	-	50		
Hooi van graszaden	138	0	?	-	-	-	-	-	-	conc. met veevoeder	138	-	100		
Pluimveemest	2.461	27549	2.500	1.500	-	2.500	-	-	-	geen	2.500	-	-		
Rundermest en varkensmest	74.000	1370000	?	15.000	-	-	-	-	-	geen mestoverschot meer	74.000	-	-		
RWZI slib	1.400	0	1.604	630	-	1.604	-	-	-	geen	1.604	802	1.604		
Swill	216	0	216	-	-	146	-	-	-	inzamellogistiek	216	-	146		
Voedings- en genotmiddelenind.	9.564	386000	9.564	1.534	-	1.500	-	-	-	conc. met veevoeder	9.564	600	3.500		
Dierlijk afval	1.535	0	1.535	1.486	-	1.300	-	-	-	-	1.535	600	1.300		
Overig VGI	8.029	0	8.029	48	-	200	-	-	-	-	8.029	-	2.200		
Gesch. ingez. GFT	1.569	0	1.874	100	-	-	-	-	-	stand technologie, Lansink	1.874	-	3.280		
Gesch. ingez. oud papier en karton	2.020	0	2.587	-	-	2.100	-	-	-	ladder van Lansink	3.100	-	-		
Gesch. ingez. kunststoffen	171	0	833	-	-	600	-	-	-	ladder van Lansink	1.000	-	-		
Gesch. ingez. textiel	67	0	231	15	-	100	-	-	-	ladder van Lansink	400	-	50		
Gesch. ingez. oud en bewerkt hout	464	0	1.005	400	-	1.000	-	-	-	ladder van Lansink	1.000	-	-		
Gebruikte autobanden	70	0	103	27	-	103	-	-	-	geen	103	52	-		
Restfractie van huishoudelijk afval	3.495	0	4.660	3.495	-	4.665	-	-	-	geen	4.352	3.770	3.271		
GFT	1.077	0	2.031	1.077	-	2.344	-	-	-	-	2.031	1.591	853		
papier	1.223	0	1.915	1.223	-	1.484	-	-	-	-	1.484	1.624	1.568		
Hout	78	0	10	78	-	10	-	-	-	-	10	18	23		
Kunststoffen	386	0	72	386	-	44	-	-	-	-	44	80	44		
textiel, tapijt, matten	123	0	93	123	-	29	-	-	-	-	29	81	29		
overig brandbaar	175	0	-	175	-	216	-	-	-	-	216	108	216		
inert, bijzonder afval en KCA	433	0	537	433	-	537	-	-	-	-	537	269	537		
Restfractie van grof huish. Afval	643	0	729	643	-	647	-	-	-	geen (alles)	636	724	817		
GFT	68	0	70	68	-	81	-	-	-	-	70	55	29		
Papier	28	0	33	28	-	26	-	-	-	-	26	28	27		
Hout	188	0	173	188	-	175	-	-	-	-	175	308	395		
Kunststoffen	82	0	145	82	-	89	-	-	-	-	89	161	89		
textiel, tapijt, matten	47	0	49	47	-	15	-	-	-	-	15	42	15		
overig brandbaar	14	0	30	14	-	30	-	-	-	-	30	15	30		
inert, bijzonder afval en KCA	216	0	230	216	-	230	-	-	-	-	230	115	230		
Restfractie van bouw- en sloofafval	1.275	0	1.269	1.275	-	1.243	-	-	-	geen	1.243	861	1.424		
Papier	38	0	15	38	-	12	-	-	-	-	12	13	12		
Hout	210	21998	142	210	-	144	-	-	-	-	144	253	324		
Kunststoffen	76	0	65	76	-	40	-	-	-	-	40	72	40		
overig brandbaar	52	0	65	52	-	65	-	-	-	-	65	33	65		
inert, bijzonder afval en KCA	899	0	982	899	-	982	-	-	-	-	982	491	982		
Restfractie van industrieel afval	2.079	0	1.127	2.079	-	1.108	-	-	-	geen	1.108	689	1.163		
GFT	6	0	-	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Papier	390	0	87	390	-	67	-	-	-	-	67	74	71		
Hout	150	0	40	150	-	41	-	-	-	-	41	71	91		
Kunststoffen	101	0	34	101	-	21	-	-	-	-	21	38	21		
textiel, tapijt, matten	60	0	23	60	-	7	-	-	-	-	7	20	7		
overig brandbaar	33	0	12	33	-	41	-	-	-	-	41	21	41		
inert, bijzonder afval en KCA	1.340	0	931	1.340	-	931	-	-	-	-	931	466	931		
Restfractie van kwd-afval	1.949	0	1.163	1.949	-	1.073	-	-	-	geen	1.023	899	880		
GFT	626	0	324	626	-	374	-	-	-	-	324	254	136		
Papier	563	0	230	563	-	178	-	-	-	-	178	195	188		
Hout	77	0	28	77	-	28	-	-	-	-	28	50	64		
Kunststoffen	216	0	120	216	-	74	-	-	-	-	74	133	74		
textiel, tapijt, matten	73	0	82	73	-	26	-	-	-	-	26	71	26		
overig brandbaar	80	0	91	80	-	107	-	-	-	-	107	54	107		
inert, bijzonder afval en KCA	314	0	285	314	-	285	-	-	-	-	285	143	285		
Shredderafval	177	0	143	177	-	143	-	-	-	geen	143	-	143		
Reinigingsdienstenafval	1.038	0	1.144	41	-	65	-	-	-	geen slib, veeg- en plantsoenafval	65	-	-		
Totaal (kton nat)	107.293	1.998.907	>31.51	30.136	1.824	20.90	2.200	350	-	-	107.557	8.821	18.28		
Totaal (kton droog)	24.862	394.974	>17.66	11.499	1.549	13.87	1.748	285	-	-	24.865	6.009	10.53		
Biomassa (PJ), excl. natte mest	130	4.135	>102	34	25	87	28	5	-	-	146	7	47		
Kunststoffen (PJ)	6	-	29	-	-	21	-	-	-	-	34	-	-		
Gemengde oorsprong (PJ)	86	-	87	82	-	56	-	-	-	-	55	61	55		
Totaal (PJ)	222	4.135	>218	116	25	164	28	5	-	-	235	68	102		

