

MILIEUGERICHTE LEVENSCYCLUSANALYSE VAN STEG EN KV-STEG

I.C. KOK
P. LAKO
R. VAN REE

Voorwoord

Bij de start van deze studie was de projectleiding in handen van drs. P.A. Okken. De hoofdlijnen zijn dan ook van zijn hand. Lopende het project werd bij Peter een ernstige ziekte vastgesteld waaraan hij medio 1994 is overleden.

Verantwoording

Deze studie is uitgevoerd in het kader van het ENGINE-programma Integraal Ketenbeheer. Dit programma staat bij ECN geregistreerd onder nummer 7138. Naast de case-studies stoom- en gasturbine (STEG) en kolenvergassing stoom- en gasturbine (KV-STEG) werd ook onderzoek verricht naar een gesmolten carbonaat brandstofcel met externe reforming technologie (ER-MCFC) en twee referentie-windturbines. De resultaten van deze case-studies zijn in een hoofdrapport geïntegreerd om de toepasbaarheid van ketenanalyse in energie-gerelateerde onderzoeksplanning te bepalen.

Abstract

This report presents an environmental life cycle assessment of a STAG (STeam And Gas turbine) and an ICGCC (Integrated Coal Gasification Combined Cycle) power plant. The aim of this investigation is to determine environmental aspects of carbon dioxide removal and storage. Shortcomings of the followed procedure for life cycle assessments are pinpointed in the field of the software package, the inventory and the normalization of effectscores for classification as well as evaluation.

Application of carbon dioxide removal and storage results in a considerable decrease (average 80%) of the contribution to the greenhouse effect caused by STAG or ICGCC. In contrast, the remaining environmental impacts increase, varying from about 15 to 115% for STAG and 10 to 70% for ICGCC. After normalization of effectscores the increase in fuel use per TWh electricity production appeared to be the main factor.

INHOUD

SAMENVATTING	5
1. INLEIDING	7
2. DOELBEPALING EN GLOBALE AANPAK	9
2.1 Doelstelling	9
2.2 Diepgang van de studie	9
2.3 Definitie van de studie	12
2.4 Globale aanpak inventarisatie	13
3. INVENTARISATIE STEG	15
3.1 Bestaand en gepland vermogen	15
3.2 Stand der techniek	15
3.3 Inventarisatie milieufactoren	16
3.3.1 Inleiding	16
3.3.2 Aardgaswinning	17
3.3.3 Gasreiniging en -compressie	17
3.3.4 Gastransport	19
3.3.5 Overzicht traject 'voorbehandeling'	21
3.4 Elektriciteitsopwekking	22
3.4.1 Bouw en sloop	22
3.4.2 Exploitatie	23
4. INVENTARISATIE KV-STEG	25
4.1 Ervaring tot nu toe	25
4.2 Stand der techniek	26
4.3 Inventarisatie milieufactoren	27
4.3.1 Inleiding	27
4.3.2 Kolenwinning en -reiniging	28
4.3.3 Railtransport en overslag	29
4.3.4 Zeetransport en overslag	30
4.3.5 Overzicht traject 'voorbehandeling'	30
4.4 Elektriciteitsopwekking	31
4.4.1 Bouw en sloop	31
4.4.2 Exploitatie	32
5. CO ₂ -VERWIJDERING EN -OPSLAG	35
5.1 CO ₂ -verwijderingstechnieken	35
5.1.1 Chemische absorptie	35
5.1.2 Fysische absorptie	36
5.1.3 Fysische adsorptie	37
5.1.4 Cryogene afscheiding	37
5.1.5 Membraanscheiding	38
5.2 STEG met CO ₂ -verwijdering	38
5.3 KV-STEG met CO ₂ -verwijdering	40
5.3.1 Basisprincipe	40
5.3.2 CO ₂ -verwijdering op basis van Selexol	41
5.4 CO ₂ -transport	42
5.4.1 Transportcondities	42
5.4.2 Milieu- en veiligheidsaspecten	45
5.5 CO ₂ -opslag	45

6. CLASSIFICATIE EN EVALUATIE	47
6.1 Inleiding	47
6.2 Milieuprofielen STEG en KV-STEG	47
6.2.1 Algemeen	47
6.2.2 Verbeteringsoptie STEG	56
6.2.3 Verbeteringsoptie KV-STEG	58
6.3 Evaluatie	59
6.4 Tekortkomingen	62
7. CONCLUSIES	63
REFERENTIES	65
BIJLAGE A. Effectscores	71
BIJLAGE B. Milieu-ingrepen	73
BIJLAGE C. Weegfactoren	79

SAMENVATTING

Het ENGINE (ENergy Generation In the Natural Environment) ontwikkelingsprogramma is een initiatief van het Energieonderzoek Centrum Nederland binnen het streven naar duurzaam gebruik van energie en materialen. In het kader van ENGINE is een aantal milieugerichte levenscyclusanalyses (LCA's) van energieconversiesystemen uitgevoerd. De case-studies hebben betrekking op een gesmolten carbonaat brandstofcel met externe reforming (ER-MCFC), twee referentie-windturbines, een stoom- en gasturbine (STEG) en een kolenvergassing stoom- en gasturbine (KV-STEG). De resultaten van deze case-studies zijn in het hoofdrapport [1] geïntegreerd om de toepasbaarheid van ketenanalyse in energie-gerelateerde onderzoeksplanning te bepalen. In dit rapport staan STEG en KV-STEG centraal.

Het doel van deze studie is om milieuaspecten van CO₂-verwijdering en -opslag te onderzoeken. Met behulp van een milieugerichte, 'gestroomlijnde' levenscyclusanalyse (LCA) zijn milieurelevante factoren in kaart gebracht en milieu-effecten gekwantificeerd. De bewerking en interpretatie van het milieuprofiel is uitgevoerd met het software-pakket SimaPro 2.1 (Systeem voor Integrale MilieuAnalyse van PROdukten). Tekortkomingen van de methode zijn gesignaleerd op het gebied van het software-pakket, de inventarisatie en de normering van effectscores in zowel de classificatie- als de evaluatiefase¹.

CO₂-verwijdering en -opslag leidt tot een aanzienlijke daling van de bijdrage aan het broeikaseffect (gemiddeld 80%)². Daarentegen nemen de effecten van energiegebruik, verzuring, vast afval, vermesting, oxidantia, humane toxiciteit, aquatische en terrestrische ecotoxiciteit (water/bodem) toe³. De toename van deze milieu-effecten varieert van ongeveer 15 tot 115% voor STEG en 10 tot 70% voor KV-STEG. Normalisatie van de effectscores wijst uit dat met name de energie-gerelateerde milieu-effecten een belangrijke rol spelen. De effectscores worden genormaliseerd op grond van het Nederlandse energie- en grondstoffengebruik en de Nederlandse emissiefactoren.

¹ Zie voor nadere uitleg van deze standaardbegrippen het hoofdrapport [1].

² Naast de daling van de bijdrage aan het broeikaseffect, treedt er een geringe afname in de hier gepresenteerde berekeningsvariant voor humane toxiciteit voor lucht op (10-14% voor STEG en 2% voor KV-STEG).

³ De effectscore in de hier gepresenteerde berekeningsvariant humane toxiciteit voor water neemt sterk toe, voor STEG meer dan 100.000% en voor KV-STEG meer dan 400%. De toename in effectscore van uitputting is verwaarloosbaar, namelijk 1%. Het milieuthema ozonlaagaantasting is niet meegenomen in de case-studies.

1. INLEIDING

De huidige energieconsumptie gaat gepaard met een tweetal problemen, namelijk: a) uitputting van grondstoffen en niet-vernieuwbare energiedragers en b) gevolgen van het energiegebruik voor het milieu en de volksgezondheid (bijvoorbeeld klimaatverandering en verzuring). De toekomstige energievoorziening zal daarom aan de volgende eisen moeten voldoen: duurzaam, schoon en veilig, tegen aanvaardbare kosten voor de samenleving. In het licht hiervan heeft het Energieonderzoek Centrum Nederland (ECN) een programma gestart met de naam ENGINE: ENergy Generation In the Natural Environment [2,3]. Met ENGINE wordt beoogd bouwstenen te leveren voor het ontwerp van een toekomstig energiesysteem voor een duurzame samenleving.

In het kader van het ENGINE-programma Integraal Ketenbeheer is - in vervolg op een interne programmeringsstudie [4] - aan de hand van een aantal verkennende case-studies de toepasbaarheid van ketenanalyse in energie-gerelateerde onderzoeksplanning onderzocht. De resultaten van dit onderzoek zijn vastgelegd in het hoofdrapport [1]. De case-studies hebben naast een stoom- en gasturbine (STEG) en kolenvergassing stoom- en gasturbine (KV-STEG) ook betrekking op een gesmolten carbonaat brandstofcel met externe reforming technologie (ER-MCFC) [5] en twee referentie-windturbines [6]. Hierbij is gebruik gemaakt van een milieuge-richte levenscyclusanalyse (LCA) om de milieurelevante factoren van genoemde energieconversiesystemen in kaart te brengen en opties ter verbetering van de milieuprofielen te analyseren.

In deze analyse worden de milieuaspecten van een stoom- en gasturbine (STEG) en een kolenvergassing stoom- en gasturbine (KV-STEG) onderzocht. STEG en KV-STEG zijn representatieve technieken voor elektriciteitsopwekking onder Nederlandse condities. STEG's worden al ongeveer 10 jaar toegepast voor stadsverwarming en industriële warmte/kracht. De ervaring met KV-STEG is nog gering in vergelijking met die bij poederkoolcentrales. Wij nemen aan dat KV-STEG na de eeuwwisseling een beproefde techniek is. Verder wordt aandacht besteed aan de verbeteringsoptie CO₂-verwijdering en -opslag. Dit, omdat CO₂-emissies van kolen- een aardgasgestookte centrales wereldwijd een belangrijke bron vormen van de stijgende CO₂-concentratie in de atmosfeer en van het versterkende broeikaseffect.

Hoofdstuk 2 geeft de doelbepaling die aan de studie ten grondslag liggen. In hoofdstuk 3 komen de stand van de techniek van de STEG en een inventarisatie van milieurelevante factoren in de keten van de STEG aan de orde. Hoofdstuk 4 gaat op dezelfde wijze in op de stand van de techniek wat betreft KV-STEG en op milieurelevante factoren in de keten. In hoofdstuk 5 wordt de verbeteringsoptie CO₂-verwijdering en -opslag in beschouwing genomen. Hoofdstuk 6 geeft een overzicht van de milieuprofielen (classificatie) en een totaalbeoordeling van STEG en KV-STEG op zijn potentiële milieu-effecten. Ten slotte worden in hoofdstuk 7 de conclusies gepresenteerd.

2. DOELBEPALING EN GLOBALE AANPAK

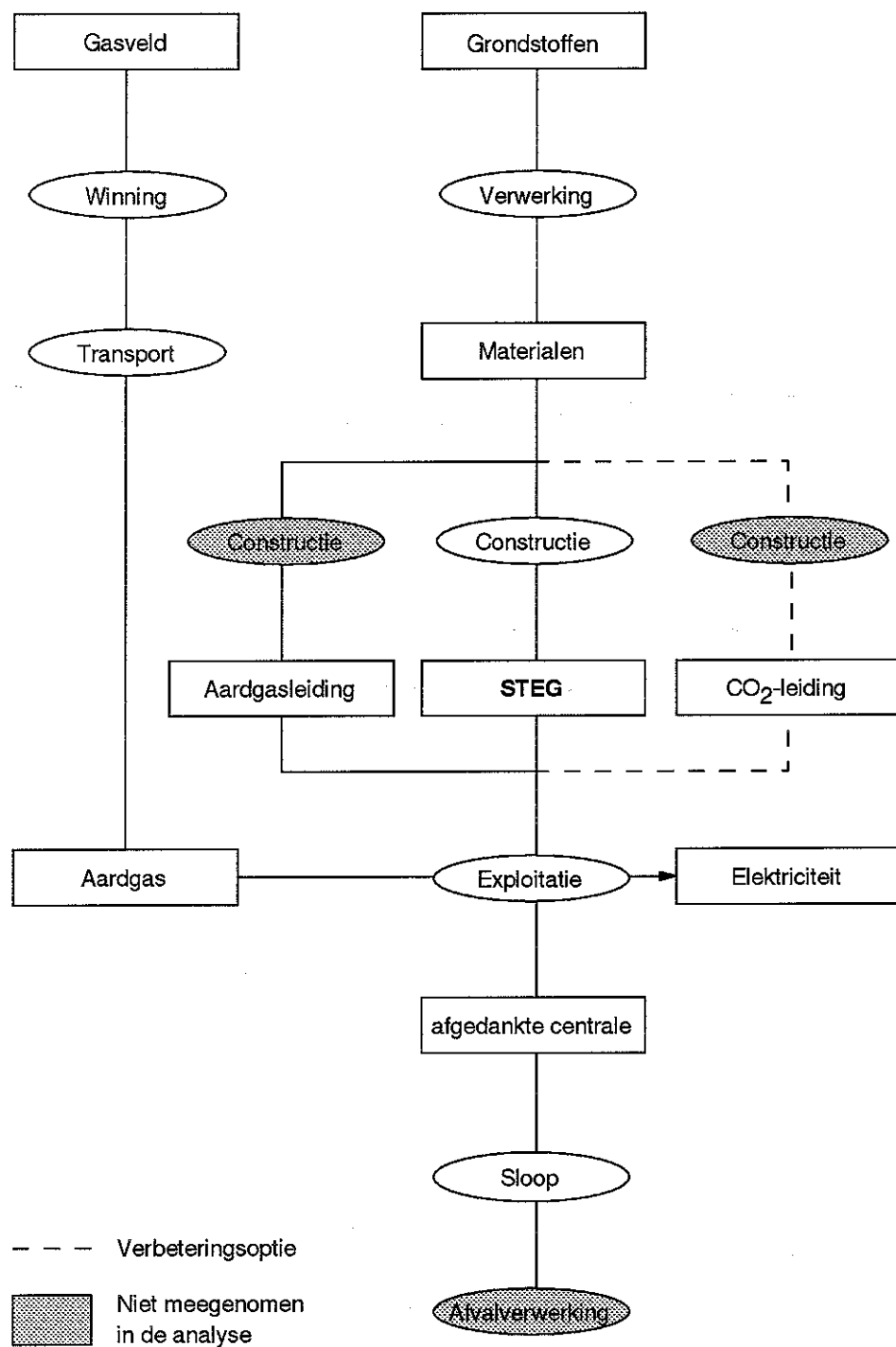
2.1 Doelstelling

Het doel van deze studie is om milieuaspecten van (i) zowel een STEG als een KV-STEG en (ii) de verbeteringsoptie CO₂-verwijdering en -opslag te onderzoeken. Met behulp van een milieugerichte levenscyclusanalyse (LCA) worden milieurelevante factoren in kaart gebracht en milieu-effecten gekwantificeerd. In dit onderzoek wordt in grote lijnen de LCA-methodiek gehanteerd die ontwikkeld en beschreven is door het Centrum voor Milieukunde van de Rijksuniversiteit Leiden [7,8]. Deze methodiek is voor energietechnologieën verder uitgewerkt in het protocol van de Vakgroep Natuurwetenschap en Samenleving van de Universiteit Utrecht [9]. De bewerking en interpretatie van het milieuprofiel vindt plaats met het software-pakket SimaPro 2.1, wat staat voor Systeem voor Integrale MilieuAnalyse van PROdukten [10]. Voor meer informatie over de gevolgde methodiek inclusief een overzicht van de weegfactoren wordt verwezen naar het hoofdrapport [1].

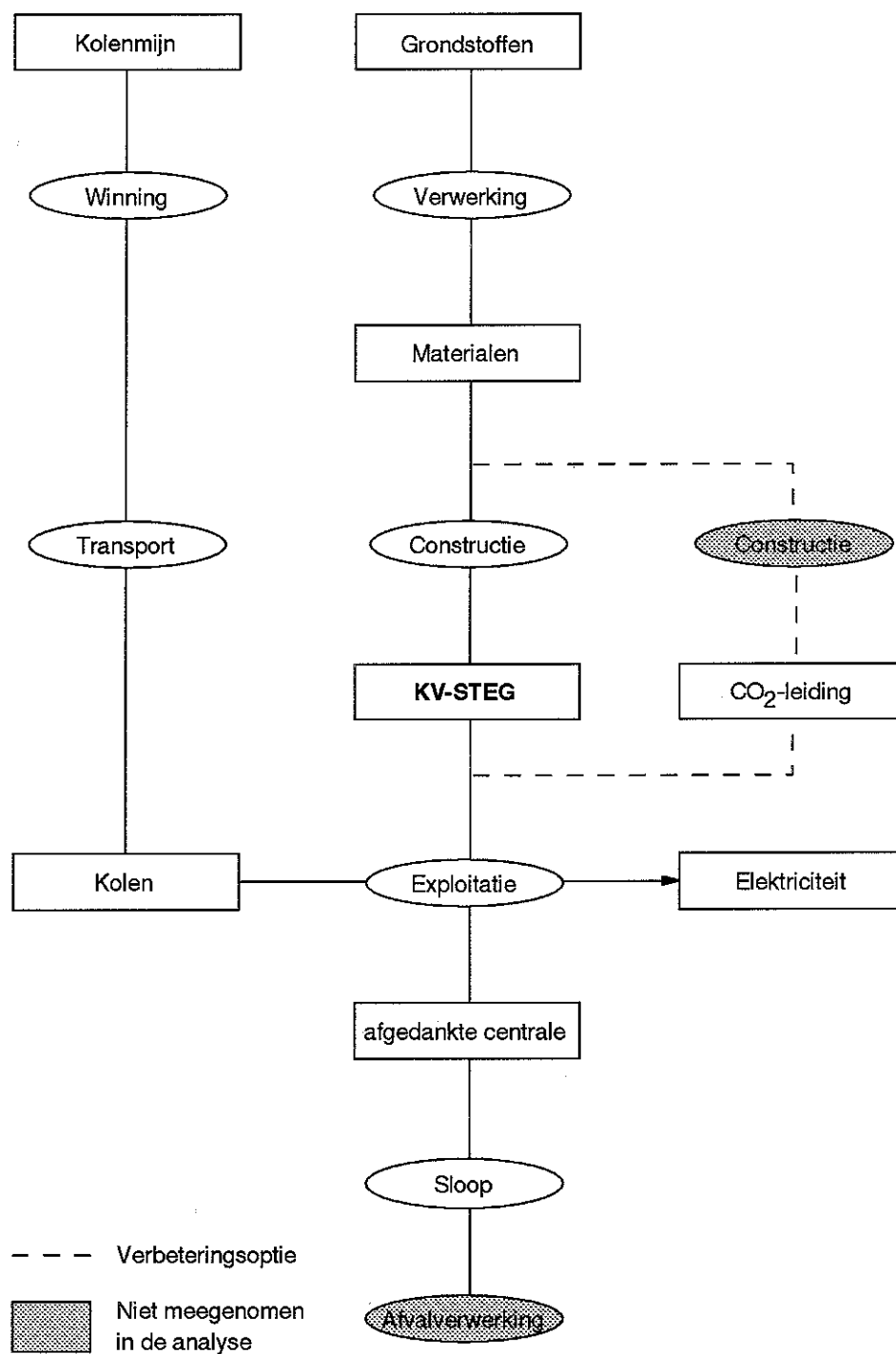
2.2 Diepgang van de studie

De levenscyclusanalyses zijn gestroomlijnd uitgevoerd, wat impliceert dat de milieurelevante factoren niet volledig en uitputtend beschouwd zijn. Zo zijn bijvoorbeeld alleen continue emissies beschouwd en geen incidenten en calamiteiten (de zogenaamde incidentele emissies). Deze analyses beschikken dan ook niet over een brede gedetailleerdheid en diepgang, en zijn derhalve voor verbetering vatbaar. Met andere woorden: de studie bevat een overzicht van de belangrijkste milieurelevante factoren in de ketenanalyse⁴ en geeft zowel inzicht in het relatieve belang ervan als karakteristieken van de techniek voor CO₂-verwijdering en -opslag. Ter verduidelijking van de systeemgrenzen wordt een processchema voor een STEG en een KV-STEG in respectievelijk figuur 2.1 en 2.2 weergegeven. De door donkere ovals weergegeven processen zijn niet meegenomen in de analyse. Gedetailleerde economische beschouwingen zijn achterwege gelaten, maar de verbeteringsanalyses zijn zo zorgvuldig en realistisch mogelijk gekozen.

⁴ In de analyse wordt zoveel mogelijk rekening gehouden met het transport van grondstoffen en materialen. Afvalverwerking wordt voorlopig buiten beschouwing gelaten, omdat op dit moment nog geen goede methode beschikbaar is om de milieu-effecten te kwantificeren. Zo worden bijvoorbeeld in de huidige praktijk uitgevoerde LCA-studies de uitloging van vast afval en de produktie van stortgas niet meegenomen in het geval van storten. Hierdoor neemt alleen de effectscore van het milieuthema 'vast afval' toe. Daarnaast vertoont ook het software-pakket SimaPro 2.1 tekortkomingen op het gebied van afvalverwerking (zie paragraaf 7.4).



Figuur 2.1 Schema van de ketenanalyse voor STEG



Figuur 2.2 Schema van de ketenanalyse voor KV-STEAG

2.3 Definitie van de studie

In deze studie gaat het om twee typen elektriciteitscentrales. Het ene type is een aardgasgestookte 600 MW Stoom- En Gasturbine (STEG), die is opgebouwd uit een gasturbine, een afgassenketel en een stoomturbine met generator(en). Het andere type is een 600 MW KolenVergassing Stoom- En Gasturbine (KV-STEG). Bij een KV-STEG worden kolen onder druk vergast. Het ruwe kolengas wisselt warmte uit in een syngaskoeler, waarbij stoom wordt opgewekt. Na reiniging van o.a. H_2S wordt het schone gas verbrand in de verbrandingskamers van één of meer gasturbines. Stoom van vergasser, syngas-koeler en afgassenketel(s) wordt naar de stoomturbine gevoerd. Daarnaast wordt een optie onderzocht ter verbetering van het milieuprofiel van STEG en KV-STEG. CO_2 -verwijdering en -opslag is geselecteerd als verbeteringsoptie. CO_2 -emissies van kolen- een aardgasgestookte centrales vormen namelijk wereldwijd een belangrijke bron van de stijgende CO_2 -concentratie in de atmosfeer en van het versterkende broeikas-effect. De periode van analyse en de functionele eenheid is respectievelijk 25 jaar (economische levensduur van een STEG-installatie) en 1 TWh.

Voor de analyse zijn de volgende uitgangspunten gehanteerd:

- Als referentielokatie is de Eemshaven gekozen.
- Het referentiejaar is 2005. Omstreeks 2005 zou de beschouwde 'verbeteringsoptie' toepasbaar kunnen zijn.
- De referentie STEG of KV-STEG is een 600 MW_e eenheid zonder benutting van restwarmte voor industriële stoomleverantie of stadsverwarming.
- De verbeteringsoptie is CO_2 -verwijdering en -opslag.

De drie eerstgenoemde uitgangspunten kunnen als volgt worden toegelicht:

- In de Eemshaven, afgekort 'Eems', is sinds 1977 een gasgestookte eenheid in bedrijf en zijn 5 STEG's van 346 MW_e elk in aanbouw. De milieueffecten hiervan zijn bekend. Daardoor kunnen milieueffecten van additionele STEG- of KV-STEG-eenheden goed worden afgewogen.
- Door de keuze van het jaar 2005 is het mogelijk CO_2 -verwijdering en -opslag als verbeteringsoptie te onderzoeken.
- Het onderzoek betreft 600 MW_e eenheden voor elektriciteitsopwekking. Warmte/kracht (industrie, stadsverwarming) is in Nederland erg belangrijk. De 5 STEG's worden zo uitgelegd dat levering van restwarmte (bedrijven, glastuinbouw) mogelijk is. In de directe omgeving zijn echter geen industrieën of bevolkingsconcentraties. Dit neemt niet weg dat warmte/kracht een interessante verbeteringsoptie is.

Bij de optie CO_2 -verwijdering passen de volgende kanttekeningen:

- CO_2 -verwijdering en -opslag is nog niet toegepast bij STEG of KV-STEG. Naar verwachting zijn deze technieken rond 2005 toe te passen. Voor verwijdering van CO_2 uit het rookgas bij de STEG (3-4 vol% CO_2) wordt gebruik gemaakt van een chemische absorptietechniek. Voor CO_2 -verwijdering uit 'geshift' stookgas (ca. 40 vol% CO_2) bij de KV-STEG wordt een fysische absorptietechniek gekozen. Deze technieken zijn gekozen, omdat ze voor CO_2 -verwijdering uit rook- en stookgas het meest geschikt zijn, zoals blijkt uit de literatuur [11,12]. Alternatieven, zoals fysische adsorptie en cryogene afscheiding, lijken voor deze toepassing niet of nauwelijks geschikt. De veelbelovende techniek van CO_2 -afschei-

- ding met membraansystemen moet nog verder worden ontwikkeld, voordat praktisch toepassing mogelijk is.
- Transport van CO₂, afgescheiden uit het rook- en stookgas van de STEG c.q. de KV-STEG, geschiedt in superkritische toestand - 11 MPa (110 bar), 10-20°C - om de benodigde compressiekosten te minimaliseren.
 - Het uitgangspunt is dat CO₂ wordt opgeslagen in uitgeputte aardgasvelden. Immers, Nederland beschikt over vele kleinere en enkele middelgrote aardgasvelden, waarvan sommige rond de eeuwwisseling het eind van hun commerciële exploitatie zullen bereiken. Alternatieven zoals CO₂-opslag in zoutkoepels, ondergrondse waterdragende lagen (aquifers), oceanen en biologische systemen vertonen milieutechnisch gezien nog teveel onzekerheden, bevinden zich geografisch gezien op te grote afstand van de CO₂-bron of zijn (veel) duurder [13].

2.4 Globale aanpak inventarisatie

Voor een levenscyclusanalyse moeten in het algemeen gegevens worden verzameld over de gehele produktieketen. Door deze geïnventariseerde milieurelevante factoren van alle betrokken processen te aggregeren, worden de milieu-ingrepen voor de gehele keten bepaald. De keten van een STEG dan wel KV-STEG installatie wordt opgesplitst in drie levensstadia, namelijk produktie, exploitatie en afvalverwerking. De voornaamste factoren, welke invloed hebben op de milieu-effecten zijn:

- a. winning/produktie van grondstoffen, produktie van materialen, constructie van de installatie(onderdelen);
- b. lokatie van leveranciers, produktiefaciliteiten, installatie;
- c. transport: soort, netto lading, gemiddelde afstand;
- d. energiedrager en energiegebruik (zowel thermisch als elektrisch);
- e. emissiefactoren naar water, lucht en bodem voor zowel proces als transport;
- f. levensduur van installatie(onderdelen);
- g. elektriciteitsproduktie tijdens exploitatie;
- h. methode van afvalverwerking.

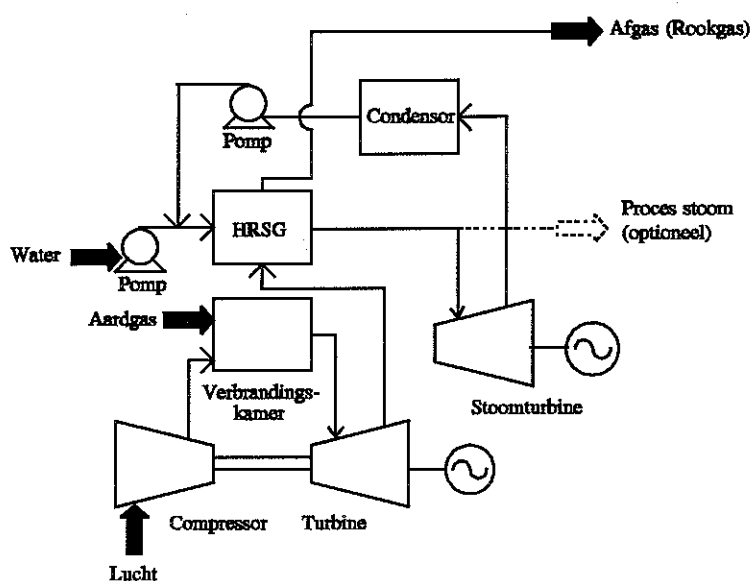
Deze globale aanpak moet voor STEG en KV-STEG nader worden uitgewerkt. Bij deze analyse gaat het om de fasen van winning, reiniging en transport van de energiedrager, de fase van elektriciteitsopwekking, en bouw en sloop van de centrale. In elke fase wordt gezien wat het energiegebruik is, en op basis van welke energiedrager(s) het plaatsvindt. Tevens worden materiaalgebruik en emissies naar lucht, water en bodem beschouwd.

Beperkingen in diepgang en detail zijn ingegeven door praktische overwegingen. Effecten die goed kwantificeerbaar zijn, worden zoveel mogelijk geïnventariseerd. Andere minder bekende of minder relevante effecten worden zonedig kwalitatief behandeld. Ten slotte zijn er effecten, waarvan gegevens (vooralsnog) ontbreken. Dat zal in voorkomende gevallen worden vermeld. Voor de toegepaste procesgegevens wordt verwezen naar een aparte bijlage [14].

3. INVENTARISATIE STEG

3.1 Bestaand en gepland vermogen

In Nederland vormt de STEG de stand van de techniek voor elektriciteitsopwekking met aardgas. Zonder warmteafname is het vollast-rendement van de STEG's die bij de Eemshaven in aanbouw zijn ca. 55%. Figuur 3.1 geeft een schematische voorstelling van een STEG. In de figuur staat HRSG voor 'Heat Recovery Steam Generator'.



Figuur 3.1 Schematische voorstelling STEG (zonder CO₂-verwijdering)

Tot 1999 worden volgens de laatst bekende gegevens nog 8 STEG's voor warmte/kracht in bedrijf gesteld, met vermogens van 100 tot 340 MW_e. Het totale vermogen van deze 'Warmteplanelen' is bijna 2000 MW_e. De meeste worden gebruikt voor stadsverwarming, twee voor industriële stoomlevering en één voor warmtelevering aan de glastuinbouw. Daarnaast zijn STEG's bij enkele grote industrieën in de planningfase, die worden geëxploiteerd door joint ventures van distributiebedrijven en de industrie.

3.2 Stand der techniek

Het rendement van een STEG kan nog verder toenemen door toepassing van gasturbines met een hogere gasinlaattemperatuur en een hogere compressieverhouding. Getrapte verbranding, een inlaattemperatuur van 1235-°C en een compressieverhouding van 30:1 maken een solorendement mo-

gelijk van 37-38% en een STEG-rendement van 57-58% [15]. Het solo-rendement is het rendement bij bedrijf van alleen de gasturbine. Men voorziet over 10 jaar inlaattemperaturen van $\geq 1400^{\circ}\text{C}$ door gebruik van nieuwe materialen voor gasturbineschoepen [16]. Het hiermee corresponderende STEG-rendement bedraagt ca. 60% [17].

Uitgangspunt voor het jaar 2005 is een zeer geavanceerde gasturbine. Het rendement van een STEG wordt geschat op 58% [18] bij vollast en 57% als jaargemiddelde [19]. Dergelijke rendementen kunnen worden bereikt met gasturbines die nu in ontwikkeling en over enkele jaren commercieel beschikbaar zijn. Aangenomen wordt dat een 600 MW_e STEG bestaat uit twee gasturbines van 200 MW_e elk met afgassenketel(s), en één stoomturbine van ca. 200 MW_e. De voornaamste kenmerken van de STEG zijn opgenomen in tabel 3.1.

Tabel 3.1 Voornaamste kenmerken STEG, in bedrijf in 2005 (Eemshaven)

Kenmerk	Hoeveelheid
Vermogen	600 MW _e
Jaargemiddeld rendement	57%
Bedrijfstijd (load factor)	6000 uur/jaar
Elektriciteitsproductie	3,6 TWh/jaar
Aardgasverbruik	718 mln m ³ Groningen-gas/jaar ¹
Economische levensduur	25 jaar

¹ 718 mln m³ 'Groningen-gas' \approx 632 mln m³ Russisch gas \approx 573 mln m³ Noordzee-gas.

De onderste verbrandingswaarde van Groningen-gas is, door het hoge aandeel stikstof, internationaal gezien laag, namelijk 31,65 MJ/m³. Voor Russisch en Noordzee-aardgas is deze waarde 36 respectievelijk 39,7 MJ/m³ [20].

3.3 Inventarisatie milieufactoren

3.3.1 Inleiding

De fasen van aardgaswinning tot aan elektriciteitsopwekking worden afzonderlijk behandeld. Uitgangspunt is import van aardgas uit twee gebieden:

- De ene optie is aardgas van het Troll-veld. Dit grote aardgasveld is gelegen op het Noorse Continentaal Plat (waterdiepte ca. 300 meter). Het aardgasveld zal vòòr de eeuwwisseling in productie worden genomen.
- Als alternatief is gekozen voor aardgas uit West-Siberië; één van de belangrijkste toekomstige winningsgebieden is het schiereiland Yamal.

Naarmate de binnenlandse aardgasreserves afnemen, ligt het minder voor de hand extra aardgas in te zetten voor elektriciteitsopwekking. Bij groot-schalige elektriciteitsopwekking vormen kolen of uranium alternatieven voor aardgas. Kleinverbruikers en de industrie beschikken over minder alternatieven voor aardgas. Daarom is import-aardgas als referentie gekozen.

De hoeveelheid en soort materialen voor de bouw van installaties worden, voorzover bekend, vermeld. De levensduur van installaties voor aardgaswinning, -reiniging, -compressie en -transport wordt gesteld op 30 jaar. Dit is een conservatieve waarde voor pijpleidingen. Onlangs is bijvoorbeeld de levensduur van 'Norpipe' (Ekofisk-Emden) geschat op 50 jaar, meer dan tweemaal de ontwerplevensduur [21]. Voor winningsplatforms, gasbehandelings- en compressorstations is de levensduur van 30 jaar wél representatief; daarom is deze waarde aangehouden voor alle onderdelen van de aardgasketen, uitgezonderd elektriciteitsopwekking.

In deze paragraaf wordt eerst ingegaan op aardgaswinning, -reiniging, -compressie en -transport. Van deze fasen wordt een samenvatting gegeven. Ten slotte wordt de fase van elektriciteitsopwekking behandeld.

3.3.2 Aardgaswinning

Noorwegen

Van het Noorse Troll-veld zijn enkele gegevens bekend over de omvang van het veld en de voor het winningsplatform benodigde materialen:

- Bewezen reserves Troll 1300 mld m³ [22]
- Bewezen reserves fase 1 900 mld m³
- Capaciteit Troll fase 1 84 mln m³/dag ≈ 30,6 mld m³/jaar
- Materialen Troll fase 1 0,556 mln ton beton
0,1 mln ton bewapeningsstaal [23].

Het Troll-veld omvat zowel olie- als gasreserves. In de eerste fase wordt gas gewonnen uit het oostelijke deel van het veld, gevolgd door oliewinning (fase 2) en vervolgens gaswinning uit het westelijke deel van het veld (fase 3). Hier staat de fase 1 (aardgaswinning) centraal. Voor een 600 MW_e STEG (2005) is ca. 1,9% van de capaciteit van Troll fase 1 nodig. De benodigde materialen voor een 600 MW_e STEG worden hiervoor gecorrigeerd.

West-Siberië

De aardgasreserves van Rusland en de Oekraïne zijn geschat op ongeveer 48.000 mld m³ [24], en die van de gehele vroegere Sovjet Unie op ca. 54.500 mld m³ [25]. Van de Russische produktie van 640 mld m³/jaar is 75% afkomstig van de maximaal producerende velden Urengoy en Medvezhye, en van Yamburg dat in 2000 zijn top bereikt. West-Siberië beschikt over grote reserves (Kara zee, Yamal), waarvan op Yamal 9.000 mld m³ 'bewezen' en 16.600 mld m³ 'bewezen + waarschijnlijk' [24,26].

3.3.3 Gasreiniging en -compressie

Noorwegen

Het aardgas zal bij Kollsnes worden aangeland. Daar vindt gasreiniging en compressie tot 17 MPa plaats. Het aardgas stroomt daarna zonder tussencompressie naar Emden ('Europipe') en Zeebrugge ('Zeepipe'). De gasdruk neemt daarbij af tot 7 MPa. Het materiaalgebruik wordt tentatief geschat op ca. 22.500 ton beton en ca. 22.500 ton staal.

Van deze materialen kan ca. 1,9% worden toegerekend aan een 600 MW_e STEG. Voor de energievoorziening bij winning, gasreiniging en compressie is naar schatting 1,5% van het gewonnen aardgas nodig.

Het broeikasgas methaan kan vrijkomen door routinelozingen en lekkages. Bij ongevallen of incidenten in de exploratie- of winningsfase kan ook methaan vrijkomen, bijvoorbeeld door het uitwaaien van een fakkel. Andere ongevallen doen zich voor bij aardgasleidingen. Op land kan leidingbreuk optreden als gevolg van een groot temperatuurverschil in korte tijd (Siberië) of het verzakken van een leiding. Overigens is de kans op een aardgasbrand dan groot. Routinelozingen van methaan vinden ook plaats bij gasreiniging en bij compressorstations die op gasdruk starten zonder affakkelsysteem. Uit financiële overwegingen worden de aardgasverliezen geminimaliseerd. In deze studie wordt uitgegaan van de huidige stand van de techniek. Daarbij passen moderne compressoren en aardgasleidingen, en bijgevolg relatief lage methaanemissies. Norwegian SPCA schat het methaanverlies bij winning en gasreiniging op 0,1% [27]. De methaanemissie over het hele traject van winning tot aflevering op de Eemshaven-locatie wordt geschat op 0,25%.

West-Siberië

Aangenomen wordt dat aardgastransport plaatsvindt met compressoren en leidingen volgens de huidige stand van de techniek. De diameter van de aardgasleidingen is gesteld op 56 inch (1400 mm interne diameter, wandruwheid 18 micron). Het rendement van moderne compressoren is 36,5% [28]. Andere aannames zijn een afstand tussen compressorstations van ca. 200 km, en een druk waarbij het gas wordt getransporteerd van 7,5-8 MPa is.

Het materiaalgebruik voor gasreiniging en compressie wordt berekend op basis van de benodigde materialen bij het Troll-veld. Dit materiaalgebruik bij het Troll-veld wordt gecorrigeerd volgens vergelijking 3.1.

Correctiefactor =

$$\text{aardgas}_{(\text{Yamal, transport})} / \text{aardgas}_{(\text{Troll, winning})} \times \text{afstand}_{(\text{Yamal-Eems})} / \text{afstand}_{(\text{Troll-Eems})} \quad (3.1)$$

waarbij de capaciteit van de gasleiding vanaf Yamal en de capaciteit van Troll fase 1 (aardgaswinning) respectievelijk 33,6 mld m³/jaar (§ 3.3.4) en 30,6 mld m³/jaar (§ 3.3.2) bedraagt. De afstanden Yamal-Eems en Troll-Eems zijn respectievelijk 6600 en 1150 km (§ 3.3.4). De correctiefactor bedraagt dan 6,3 en leidt tot een materiaalgebruik van circa 142.000 ton beton en 142.000 ton staal. Van deze materialen kan 2,0% worden toegerekend aan een 600 MW_e STEG. Dit percentage is het capaciteitsbeslag op de gasleiding (§ 3.3.4).

Het energiegebruik voor winning, reiniging en compressie is in overleg met Gasunie geschat op 7% van de gewonnen hoeveelheid aardgas [29]. De methaanemissie over het gehele traject wordt geschat op ongeveer 1%. Aangenomen wordt dat winning en gasreiniging circa 10% van deze methaanemissie voor hun rekening nemen.

Er wordt echter bewust voorbijgegaan aan het lage rendement van compressoren en de hoge methaanemissies, die kenmerkend zijn voor de huidige aardgasinfrastructuur in Rusland en andere vroegere Sovjet republieken. Het meest extreme voorbeeld hiervan is het aardgasgebruik van 25% over een traject van 2700 km (Soyuz pijpleiding, aangelegd in 1976-1978); andere ongunstige voorbeelden zijn 16,5% verlies door compressie en methaanemissies over een traject van 4500 km (Urengoy-Uzgorod) en 14% verlies over een traject van 4600 km (Yamburg - grens Duitsland, gereed in 1988). Het gemiddelde aardgasgebruik van het Russische pijpleidingsysteem bedraagt 11-12% [24].

3.3.4 Gastransport

Noorwegen

Voor aardgastransport vanaf Troll zullen voor het jaar 2000 extra aardgasleidingen moeten worden aangelegd. De volgende aannames zijn gedaan:

- Tracé Troll - Kollsnes - Sleipner - Emden
- Totale afstand tot 'Eems' ca. 620 mijl = ca. 1150 km
- Diameter 40 inch
- Capaciteit 52 mln m³/dag \approx 19 mld m³/jaar [30]
- Gewicht 1,3 mln ton staal
0,62 mln ton beton
pijpbekleding/tunnel [23]
- Met vaartuigen af te leggen 220.000 mijl \approx 407.000 km.

Uitgangspunt is een 40 inch-leiding, zoals ook gebruikt voor 'Europipe' (Sleipner-Emden, 403 mijl, in bedrijf 1995). Bestaande transportleidingen - 'Statpipe/Norpipe', 'Zeepipe' (Karstø-Zeebrugge, 670 mijl) en 'Europipe' - hebben een gezamenlijke capaciteit van ca. 40,8 mld m³ per jaar. Het onbehandelde Troll-gas wordt via twee leidingen in een tunnel bij Kollsnes voor gasbehandeling en compressie aangeland. Daarna wordt het gas via een 40 inch-leiding (300 km) naar Sleipner getransporteerd, en vervolgens deels naar Emden en deels naar Zeebrugge [31]. Hier is uitgegaan van één enkele leiding van 40 inch diameter met een lengte van ca. 1150 km. Het gewicht van 'Europipe' is ongeveer 400.000 ton [32]. Voor een leiding Troll-'Eems' (40 inch) is naar schatting 11,3 mln ton staal en 0,62 mln ton beton voor pijpbekleding/tunnels nodig [23]. Off-shore aardgasleidingen hebben een betonnen mantel om beschadiging te voorkomen.

Bij de aanleg van 'Zeepipe' is met pijpenleggers en andere vaartuigen 230.000 mijl afgelegd [30]. Voor de afstand Troll-'Eems' wordt de door vaartuigen af te leggen afstand geschat op 220.000 mijl. Aangenomen wordt dat deze afstand grotendeels voor rekening komt van andere vaartuigen dan pijpenleggers, zoals bevoorradingsschepen. Het stookolieverbruik per mijl is bij pijpenleggers aanzienlijk hoger dan bij de overige vaartuigen. Zo is er 82 MW geïnstalleerd vermogen aan boord van de grootste pijpenlegger op dit moment, die 60 inch diameter leidingen kan leggen [33]. In deze analyse wordt voor de aanleg van de gasleiding alleen het brandstofverbruik van de pijpenleggers meegenomen en niet het brandstofverbruik van de overige vaartuigen. Hiertoe wordt de aanleg van de gasleiding door de pijpenleggers uitgedrukt in ton.km. Het aantal ton.km wordt berekend

aan de hand van de afstand Troll-Eems en het te vervoeren gewicht aan materialen. Hierbij wordt de afstand Troll-Eems vermenigvuldigd met een correctiefactor 1/2, omdat niet voor het totale gewicht de totale afstand afgelegd wordt. Het brandstofverbruik per ton.km van een pijpenlegger wordt gesteld op 0,2 MJ stookolie, resulterend in een stookolieverbruik van 221 TJ. Daarnaast is 19 TJ extra (86 kJ/MJ stookolie) benodigd om de stookolie te produceren en transporteren. Het eenmalige energiegebruik om de gasleiding aan te leggen bedraagt dan circa 240 TJ. Het cijfer kent wel een grote onzekerheidsmarge. Relatief gezien zal de impact van de aanleg van de gasleiding gering zijn, omdat alleen al het transport van ijzererts voor de productie van stalen buizen een grotere impact zal hebben.

Voor een 600 MW_e STEG is ca. 3,0% van de capaciteit van de 40-inch leiding nodig. Dit percentage is gebaseerd op de benodigde hoeveelheid aardgas (573 mln m³ Noordzee-gas per jaar, § 3.2.) voor een 600 MW_e STEG. De bovengenoemde getallen worden hiervoor gecorrigeerd. Dit betekent o.a. dat de met 600 MW_e corresponderende afstand, afgelegd door vaartuigen, wordt geschat op ca. 6.600 mijl.

West-Siberië

Voor aardgas uit West-Siberië worden de volgende veronderstellingen gedaan:

- Tracé Yamal - Tsjechië - Duitsland - Heerlen
- Afstand ca. 6.600 km
- Diameter 56 inch
- Capaciteit 92 mln m³/dag ≈ 33,6 mld m³/jaar [24]
- Gewicht 4,85 mln ton staal
1,3 mln ton pijpbekleding/tunnel (beton).

Voor leidingen over land is ingraven meestal voldoende. In West-Siberië is vanaf Yamal een off-shore tunnel gepland. Verder zijn voorzieningen nodig om verzakking van leidingen in permafrost-gebieden te voorkomen. Onder-tunneling en pijpbekleding zal over ca. 20% van het traject nodig zijn.

Bij de aanleg van de gasleiding wordt verondersteld dat multiliftwagens worden gebruikt. Het brandstofverbruik per ton.km van een multiliftwagen wordt gesteld op 1,5 MJ dieselolie. Het aantal ton.km wordt berekend aan de hand van de afstand Yamal-Eems en het te vervoeren gewicht aan materialen. Hierbij wordt de afstand Yamal-Eems vermenigvuldigd met een correctiefactor 1/2, omdat niet voor het totale gewicht de totale afstand afgelegd wordt. Dit resulteert in een brandstofverbruik van circa 30,4 PJ. Daarnaast is 1,4 PJ extra (46 kJ/MJ dieselolie) benodigd om de dieselolie te produceren en transporteren. Het eenmalige energiegebruik om de gasleiding aan te leggen bedraagt dan circa 32 PJ.

Onlangs hebben Rusland en Polen besloten tot de aanleg van twee noordelijke aardgasleidingen door Wit-Rusland en Polen, met een capaciteit van ca. 67 mld m³/jaar. Polen zal 20% van het gas afnemen en West-Europa de rest. De bouw van de leiding zal duren van 1994 tot 2000. Volgens plan zal via deze twee noordelijke leidingen aardgas van Yamal worden geëxporteerd [24]. Met deze recente ontwikkeling, die leidt tot een korter traject dan de huidige route via Tsjechië, is geen rekening gehouden. Overigens is

wel rekening gehouden met de grote capaciteit van de bovengenoemde 56 inch leidingen; volgens Gasunie duidt deze capaciteit op het gebruik van een hogere gemiddelde werkdruk dan in West-Europa gebruikelijk is [29].

Voor een 600 MW_e STEG (2005) is 2,0% van de capaciteit van de pijpleiding nodig. Dit percentage is gebaseerd op de benodigde hoeveelheid aardgas (632 mln m³ Russisch gas per jaar, § 3.2.) voor een 600 MW_e STEG, rekening houdend met de som van aardgasgebruik voor compressie (7%) en methaanverlies (1%). De bovengenoemde getallen worden hiervoor gecorrigeerd.

3.3.5 Overzicht traject 'voorbehandeling'

In de voorgaande paragrafen zijn kentallen afgeleid voor het traject tot elektriciteitsopwekking; dit traject wordt aangeduid als 'voorbehandeling'. Energiegebruik leidt tot emissies van CO₂, NO_x en SO₂. Daarnaast treden emissies van methaan op, vooral door lekkages. Deze emissiefactoren worden gecorrigeerd door de benodigde capaciteit van de betreffende voorbehandelingsfase voor een 600 MW_e STEG.

Materiaalgebruik, en het energiegebruik van vaartuigen voor de aanleg van aardgasleidingen, leiden tot eenmalige materiaalgebruiks-, energiegebruiks- en emissiewaarden. Deze worden gedeeld door de levensduur (30 jaar) van installaties in de aardgasketen, en toegerekend aan een 600 MW_e STEG op basis van benodigde capaciteit van de betreffende voorbehandelingsfase en levensduur (25 jaar). De beschouwde milieurelevante factoren van winning tot elektriciteitsopwekking worden samengevat voor aardgas van Troll en Yamal.

Noorwegen

Tabel 3.2 vat de fase van 'voorbehandeling' van Troll-aardgas samen. Vanwege de gemiddeld zeer hoge bedrijfstijden van winningsplatforms en compressoren, is 'niet-beschikbaarheid' verwaarloosd. Gegevens over materiaalgebruik bij onderhoud en reparatie ontbreken. Lozing van boorvloei-stoffen is verwaarloosd: deze worden op het Nederlandse Continentale Plat en elders meer en meer in de diepe ondergrond geïnjecteerd.

Bij aardgaswinning lopen werknemers bepaalde risico's. Shell schat het individuele risico bij conventionele, bemande platforms op 6·10⁻⁴ per jaar. Bij onbemande platforms is het totale risico kleiner; het risico wordt hier voornamelijk bepaald door de kans op helicopterongevallen [34].

Tabel 3.2 'Voorbehandeling' van Troll-aardgas (600 MW_e STEG, 'Eems')

	Beton ¹ [ton]	Staal ¹ [ton]	Energie [TJ/j]	Uitworp [ton/j]			Lekkage [ton/j]
				CO ₂	NO _x	SO ₂	CH ₄
Winning	8.800	1.600					420
Reiniging & compressie	350	350	340	19.050	45 ²	0,3 ³	
Aanleg gasleiding ⁴			0,2	20	0,2	0,4	
Transport	15.500	32.500					620
Totaal	24.650	34.450	340	19.070	45	0,7	1.040

¹ Eenmalig materiaalgebruik. Toegerekend aan een 600 MW_e STEG op grond van benodigde capaciteit en levensduur.

² Op basis van een geschatte emissie van 135 g NO_x/GJ voor aardgascompressoren.

³ Volgens het CBS [35] bedraagt het gemiddelde zwavelgehalte van aardgas 0,0022%.

⁴ Eenmalige activiteit, maar in deze tabel uitgedrukt per jaar. De 'jaarlijkse' bijdrage wordt berekend aan de hand van de benodigde capaciteit voor een 600 MW_e STEG en een levensduur (30 jaar) van de gasleiding.

West-Siberië

Tabel 3.3 vat de fase van 'voorbehandeling' van Yamal-aardgas samen.

Evenals bij Troll-aardgas, zijn enkele factoren niet beschouwd:

- niet-beschikbaarheid bij winning, gasreiniging, transport, etc;
- materiaalgebruik bij winning;
- materialen voor onderhoud en reparatie bij winning, transport, etc;
- lozing van boorspoeling bij exploratie- en productieboringen;
- risico's bij aardgaswinning, -reiniging, -compressie en -transport.

Tabel 3.3 'Voorbehandeling' van Siberisch aardgas (600 MW_e STEG, 'Eems')

	Beton ¹ [ton]	Staal ¹ [ton]	Energie [TJ/j]	Uitworp [ton/j]			Lekkage [ton/j]
				CO ₂	NO _x	SO ₂	CH ₄
Winning	p.m. ²	p.m. ²					500
Reiniging & compressie	2.400	2.400	1.700	95.200	230 ³	80 ⁴	
Aanleg gasleiding ⁵			20	1.600	30	3	
Transport	21.600	80.700					4.300
Totaal	24.000	83.100	1.720	96.800	260	83	4.800

¹ Eenmalig materiaalgebruik. Toegerekend aan een 600 MW_e STEG op grond van benodigde capaciteit en levensduur.

² Niet meegenomen.

³ Op basis van een geschatte emissie van 135 g NO_x/GJ voor aardgascompressoren.

⁴ Volgens het CBS [35] bedraagt het gemiddelde zwavelgehalte van aardgas 0,0022%.

⁵ Eenmalige activiteit, maar in deze tabel uitgedrukt per jaar. De 'jaarlijkse' bijdrage wordt berekend aan de hand van de benodigde capaciteit voor een 600 MW_e STEG en een levensduur (30 jaar) van de gasleiding.

3.4 Elektriciteitsopwekking

3.4.1 Bouw en sloop

Data van bouwmaterialen voor een 600 MW_e STEG zijn gebaseerd op specificaties van EPON betreffende de vijf STEG's die bij de Eemshaven in aanbouw zijn [36]. Tabel 3.4 geeft het resultaat van deze inventarisatie.

Tabel 3.4 Materialen voor bouw 600 MW_e STEG ('Eems', 2005-2030)

Materiaal	[ton]
Staal	9.500
Beton ¹	35.000
Metselstenen	2.150
Gips	1.250
Bitumen	1.075
Titanium	30
Koper	200
Aluminium	250

¹ Bij de productie van beton wordt vliegascement toegepast.

Het energiegebruik voor bouw en sloop van een 600 MW_e STEG bedraagt naar schatting 4,7 PJ. Het energiegebruik voor de sloop is gering. De kosten van de sloop van een centrale worden meestal gedekt door de restwaarde van onderdelen en materialen, zoals staal, koper en aluminium. De waarde van 4,7 PJ voor bouw en sloop is gebaseerd op een eerdere studie, waarin een energieanalyse wordt gegeven van een STEG en een KV-STEG. Hiervoor wordt gebruik gemaakt van een input-output analyse voor Nederland en van een specificatie van de investeringskosten van een STEG of KV-STEG [37]. De productie van de benodigde materialen draagt 0,4 PJ bij aan dit energiegebruik (4,7 PJ). Voor de resterende 4,3 PJ wordt uitgegaan van 10% elektriciteit en 90% diesel, waarbij rekening wordt gehouden met de energiedragers benodigd voor de productie (inclusief transport) van zowel elektriciteit als diesel.

3.4.2 Exploitatie

De referentie-STEG heeft een hoog rendement ($\geq 58\%$ bij vollast en 57% als jaargemiddelde, § 3.2.). Onderscheid wordt gemaakt naar verzurende en broeikasgasemissies, voornamelijk NO_x respectievelijk CO₂, en waterzijdige emissies. Bij verbranding van aardgas komt 56 kg CO₂ per GJ vrij. De NO_x-uitwerp is (conservatief) geschat op 45 g/GJ. Deze waarde wordt nu bereikt met gasturbines, die een inlaattemperatuur van 1200-1300°C hebben. De NO_x-uitwerp van aardgascompressoren is hoger, omdat hiervoor minder strenge NO_x-eisen gelden. Daarnaast zijn emissies van CO, CH₄ en N₂O van belang. De SO₂-uitstoot is gering, maar wordt wel meegenomen in de analyse. Hierbij wordt een gemiddeld zwavelgehalte gehanteerd van 0,0022% [35].

Een ander milieueffect is opwarming van het water bij de Eemscentrale. De maximaal benodigde koelcapaciteit voor een 600 MW_e STEG (2005) is ca. 330 MW_{th}, ruim één derde minder per geïnstalleerde kWe dan die van de bestaande 695 MW_e 'combi-eenheid' die in 2005 buiten bedrijf wordt gesteld.

Voor aangroeibestrijding in het nevenkoelsysteem (ca. 4% van de totale koelwaterstroom) zou continu chlorering toegepast kunnen worden van april tot en met oktober. De hoeveelheid totaal beschikbaar chloor, die

wordt geloosd, zou maximaal 3 ton per jaar [38] bedragen. Inmiddels wordt op de locatie 'Eems' het gebruik van chloor voor aangroeibestrijding vervangen door de zogenoemde 'thermo-shock'-methode.

Daarnaast is sprake van geluidemissies en van beïnvloeding van het landschap. Voor de risico's van elektriciteitsopwekking met een STEG wordt verwezen naar recente Milieu-effectrapporten [38,39]. In [37] worden risicoschattingen gegeven voor de ketens van kernenergie, STEG en KV-STEG.

Tabel 3.5 geeft een samenvatting van de voornaamste milieufactoren bij bouw, exploitatie en sloop van een 600 MW_e STEG op de locatie Eemshaven.

Tabel 3.5 *Energiegebruik en voornaamste emissies bij bouw, exploitatie en sloop van een 600 MW_e STEG ('Eems', 2005-2030)*

Fase	Energie	Emissies naar lucht [kton]						Emissies naar water	
		CO ₂	NO _x	CO	CH ₄	N ₂ O	SO ₂	Cl ₂ [ton/j]	Koelwater [MW _{th}]
Opwekking	22,7 PJ/jaar	1270	1,0	0,37	0,25	0,1	0,02 ³	(≈ 3)	330
Bouw en sloop ¹	4,7 PJ	329	5,2	1,2	0,06 ²	<0,01	0,6		

¹ Eenmalige activiteiten.

² Naast genoemde emissie van methaan worden ook 0,9 kton koolwaterstoffen geëmitteerd.

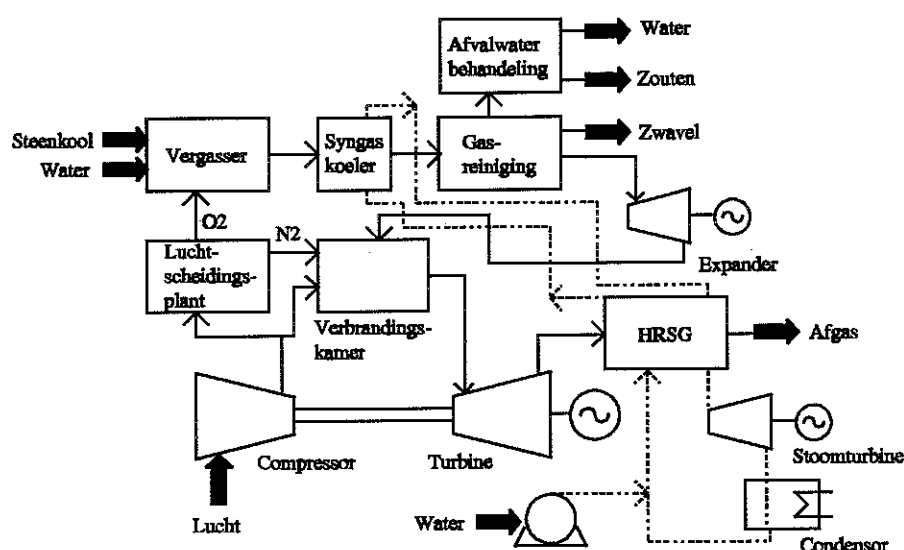
³ Volgens het CBS [35] bedraagt het gemiddelde zwavelgehalte van aardgas 0,0022%.

De emissies zijn gebaseerd op gegevens in recente Milieu-effectrapporten van STEG's [38,39]. Van N₂O zijn weinig meetwaarden bekend. Daarom is de onzekerheidsmarge bij deze emissie relatief groot. Van belang is ook de eventuele toepassing van selectieve katalytische NO_x-reductie (SCR), voor verdere vermindering van de NO_x-uitstoot. Bij de referentie-STEG (en KV-STEG) is hiermee niet gerekend. Bij grootschalige SCR is overigens geen extra N₂O-emissie aangetoond [40].

4. INVENTARISATIE KV-STEIG

4.1 Ervaring tot nu toe

Bij een commerciële KV-STEIG-installatie worden kolen onder druk vergast met zuurstof en stoom. Het kolengas wisselt warmte uit in een stralings- en convectiekoeler. Het gas wordt gereinigd van o.a. H_2S , en verbrandt in de verbrandingskamer van de gasturbine. Stoom van vergasser, gaskoeler en afgassenketel wordt naar de stoomturbine gevoerd (figuur 4.1).



Figuur 4.1 Schematische voorstelling (Texaco) KV-STEIG (zonder CO_2 -verwijdering)

In de Verenigde Staten is in de tachtiger jaren een demonstratie KV-STEIG van ca. 100 MW_e (Coolwater) in bedrijf geweest op basis van het Texaco-proces. Bij Dow Chemical (Plaquemine) is een vergasser op basis van een eigen proces in bedrijf, gekoppeld aan een warmte/kracht-installatie. De demonstratie KV-STEIG, die in 1994 bij Buggenum in testbedrijf is gesteld, heeft een Shell-vergasser, een gasturbine van 156 MW_e en een stoomturbine van 128 MW_e . Het eigen verbruik (luchtscheiding) is 31 MW_e , het netto vermogen 253 MW_e en het vollastrendement 43,2%. Met het Claus-SCOT ontzwavelingsproces is 98% ontzwaveling mogelijk. De NO_x -uitworp is ca. 80 g/GJ [41].

In 1996 wordt een 315 MW_e KV-STEIG in bedrijf genomen bij het Spaanse Puertollano, op basis van het Prenflo-proces [42]. Een jaar later zal een 250 MW_e KV-STEIG in bedrijf komen bij Public Service of Indiana (V.S.). De

vergassingsprocessen - Texaco, Dow, Shell, Prenflo - zijn 'entrained flow' ('meestroom-') vergassingsprocessen. Deze processen kennen een dusdanig hoge vergassingstemperatuur dat de as in de kolen voor ca. 90% onderin de vergasser vrijkomt als inerte slak (quench). De slak heeft een gunstig uitlooggedrag in vergelijking poederkoolvliegias. Moderne ontzwavelingsprocessen - Claus-SCOT, Super-Claus - maken 98-99% ontzwaveling mogelijk. Zwavel wordt als grondstof voor zwavelzuurproductie gebruikt. De NO_x-uitworp van een KV-STEG is vergelijkbaar met die van een STEG.

4.2 Stand der techniek

Een 600 MW_e KV-STEG anno 2005 zal een hoger rendement hebben dan KV-STEG's die in Nederland en elders in de fase van bouw of in bedrijfstelling zijn. Verhoging van het gasturbinerendement is hiervan de belangrijkste oorzaak. Ook kan hoge temperatuur gasreiniging een rendementswinst opleveren.

Shell en ABB hebben in 1990 een haalbaarheidsstudie uitgevoerd naar een 500 MW_e KV-STEG, bestaande uit twee 250 MW_e eenheden. De toe te passen gasturbine betreft een ABB 13E gasturbine van ca. 170 MW_e. Het KV-STEG rendement is geschat op 46,2%, ongeveer 3%-punt meer dan bij Buggenum. Een rendementsverbetering van 2%-punt komt door 'dry low-NO_x' branders in de verbrandingskamers van de gasturbines. Daardoor is bevochtiging van het stookgas niet meer nodig. Een verbetering van 0,6%-punt wordt bereikt door een hoger vergassingsrendement (82% op bovenste verbrandingswaarde). Verbeterde warmte-integratie levert 0,4%-punt rendementswinst. Het ontzwavelingsrendement is 99,4% en de NO_x-uitworp 40-60 g/GJ [43].

KEMA en Comprimo hebben een conceptuele studie uitgevoerd voor een KV-STEG, bestaande uit één vergasser, gasturbine met afgassenketel en stoomturbine. Bij toepassing van een geavanceerde gasturbine is het netto vermogen 417 MW_e en het rendement 47,3%. De SO₂- en NO_x-uitworp zijn ≤22 g/GJ respectievelijk ≤62 g/GJ, en de stofemissie ≤1 mg/m³ [44].

Het vollastrendement van een KV-STEG in 2005 wordt geschat op 49%, en het jaargemiddelde rendement op 48%. Dit is 2-6%-punt meer dan bij de genoemde KV-STEG's. De KV-STEG in Buggenum heeft een relatief laag rendement door toepassing van bewezen technieken [45]. Het hoge rendement van de referentie KV-STEG is gebaseerd op dezelfde gasturbine als bij de STEG anno 2005. Tabel 4.1 geeft kentallen voor de referentie KV-STEG en voor enkele andere KV-STEG's, gebaseerd op de publikaties [41-45] en [46].

In tabel 4.2 zijn de voornaamste kenmerken voor de referentie KV-STEG anno 2005 opgenomen. De verbrandingswaarde van kolen is conform het Milieu-effectrapport bij het Structuurschema Elektriciteitsvoorziening deel 1 (1992) [47]. Anders dan in dit rapport, is het zwavelgehalte van de kolen gesteld op 1,5%.

Tabel 4.1 *Belangrijkste karakteristieken van KV-STEg Buggenum, KV-STEg ontwerpen en referentie KV-STEg ('Eems', 2005-2030)*

Installatie, ontwerp of referentie	Vermogen [MW _e]	In bedrijfstelling	Vollast rendement [%]	Ontzwaveling [%]	NO _x -uitworp [g/GJ]	Stofuitworp [g/GJ]
Buggenum	253	1994	43,2	97,85 ¹	80 ²	0,7
Shell/ABB	500	<2000	46,2	99,4	40-60	p.m.
KEMA/Comprimo	413	1999	47,3	≥98	≤62	0,7
Referentie KV-STEg	600	2005	49	99	40	0,7

¹ Vergunningwaarde (conservatief, zie bijvoorbeeld [46]).

² Vergunningwaarde (conservatief).

Tabel 4.2 *Voornaamste kenmerken KV-STEg, in bedrijf in 2005 (Eemshaven)*

Kenmerk	Hoeveelheid
Vermogen	600 MW _e
Jaargemiddeld rendement	48%
Bedrijfstijd (load factor)	6000 uur/jaar
Elektriciteitsproductie	3,6 TWh/jaar
Aardgasverbruik	1,00 mln ton/jaar (26,9 GJ/ton)
Economische levensduur	25 jaar

4.3 Inventarisatie milieufactoren

4.3.1 Inleiding

Kolen die in Nederlandse centrales worden verstoekt, zijn afkomstig uit Australië, de Verenigde Staten, Colombia, Zuid-Afrika en Polen. Kolen uit diepe mijnbouw⁵ in Australië zijn hier als referentie gebruikt. In 1992 was het aandeel van Australische kolen in Nederlandse kolencentrales ca. 45% [48]. Daarom worden Australische kolen als representatief gezien.

Na winning worden kolen gewassen en gesorteerd, per trein naar een haven vervoerd en per bulkcarrier naar Nederland vervoerd. Bij de mijn, de Australische haven en de Eemshaven worden kolen over- en opgeslagen. De Eemshaven moet dan worden uitgebreid om carriers tot 170.000 ton te kunnen ontvangen, zoals ook bij de kolencentrale te Borssele is gebeurd [49].

In deze paragraaf komen aan de orde kolenwinning, transport en overslag in Australië, zeetransport en overslag in de Eemshaven (samengevat als 'voorbehandeling'). Tenslotte komt de elektriciteitsopwekking aan de orde.

⁵ Abusievelijk diepe mijnbouw verondersteld, terwijl dagbouw gebruikelijker is.

4.3.2 Kolenwinning en -reiniging

Bij diepe mijnbouw komt het elektriciteitsgebruik overeen met ca. 0,7% van de energie van de gewonnen kolen [50]. Tabel 4.3 geeft schattingen van emissies en vlieggasproductie bij elektriciteitsopwekking in Australië.

Tabel 4.3 Emissies naar de lucht en vlieggasproductie van de totale elektriciteitsopwekking in Australië (1991; 156,4 TWh/jaar)

Energiedrager	Aandeel [%]	Emissie						Reststof vlieggas [kton/j]	
		CO ₂ [kg/GJ][mln t/j]	SO ₂ [% S] [kton/j]	NO _x [g/GJ][kton/j]	stof [kton/j]	stof [kton/j]	stof [kton/j]		
Kolen	79,0	94	108	1	1400	230	265	27,5	5500
Olie	2,8	73	3	1	30	180	7		
Aardgas	8,2	56	7	-	-	130	15		
Waterkracht	10,0	-	-	-	-	-	-		
Totaal			118		1430		290	27,5	5500

Een 600 MW_e KV-STEG met een bedrijfstijd van 6000 uur per jaar en een jaargemiddeld rendement van 48% heeft een kolenverbruik van ongeveer 1 mln ton per jaar. Voor de winning hiervan is 53 GWh per jaar nodig. Dit is ca. 0,35% van de Australische elektriciteitsproductie.

Een belangrijke milieufactor is de emissie van methaan bij kolenmijnbouw. Deze emissie hangt samen met de diepte, de inkolingsgraad en de temperatuur in de mijn. In een Amerikaanse studie [51] is deze emissie bij diepe kolenmijnbouw geschat op 2,6-3,7 mln ton (inclusief hergebruik 2,85-3,95 mln ton) op een productie van 340 mln ton kolen (1988). Dit komt overeen met 13 m³ methaan (9,25 kg) per ton kolen. In de studie worden ook hogere methaanemissies genoemd en 'post mining' methaanemissies geschat. Voor diepe mijnbouw wordt de uitstoot van methaan door ontgassingssystemen geschat op 0,5-1,6 mln ton. Het is te verwachten dat uit economische en milieuoverwegingen de levering van mijngas aan gasmaatschappijen in plaats van lozing verder zal toenemen. In de Amerikaanse studie is dit gebruik geschat op ca. 20% (0,25 mln ton); de waarde van 2,6-3,7 mln ton CH₄ per jaar voor diepe mijnbouw in de V.S. is de resulterende emissie. Rekening houdend met mogelijk gebruik van mijngas (levering aan gasbedrijven of andere toepassingen), wordt de genoemde waarde van 13 m³ CH₄ per ton gewonnen kolen als referentie gebruikt voor Australische diepe mijnbouw⁶.

Na winning worden de kolen gereinigd; dit betekent met name wassen, breken en sorteren van kolen. De meest hoogwaardige kolen worden bestemd voor de export. Bij kolenreiniging komt ca. 25 g stof per ton kolen vrij [52].

⁶ De methaanemissie voor dagbouw ligt veel lager, namelijk 1 m³ (0,8 kg) per ton kolen: 0,2-0,7 miljoen ton methaan op een productie van 570 miljoen kolen [51].

Tabel 4.4 geeft een overzicht van elektriciteitsgebruik en emissies voor kolenwinning, overeenkomend met het kolengebruik van een 600 MW_e KV-STEG.

Zoals uit tabel 4.4 blijkt, wordt de hoeveelheid kolenreststoffen en mijnsteen geschat op ca. 170.000 ton: in New South Wales bedroeg deze hoeveelheid 17,2 mln ton bij een winning van 101 mln ton kolen [53]. De vaste reststoffen moeten op milieuhygiënisch verantwoorde wijze worden opgeslagen of verwerkt, bijvoorbeeld door elektriciteitsopwekking uit de koolstofhoudende 'tailings' met een wervelbedketel [53].

Tabel 4.4 *Elektriciteitsverbruik en emissies bij diepe kolenwinning in Australië voor een 600 MW_e KV-STEG ('Eems', 2005-2030)*

	Elektriciteit [GWh/j]	Emissie ¹ [ton/j]					Reststof [ton/j]	
		CO ₂	SO ₂	NO _x	stof	CH ₄	as	mijnsteen ²
Winning	53	40.000	485	100	35	9.250	1.850	170.000

¹ Deze emissies, met uitzondering van de methaanemissie en een groot deel van de stofemissie, zijn het gevolg van elektriciteitsopwekking ten behoeve van kolenwinning.

² Vliegaskomst vrij bij elektriciteitsopwekking ten behoeve van de kolenmijnbouw; bij de kolenwinning en -reiniging komen grote hoeveelheden mijnsteen en kolenreststoffen vrij.

4.3.3 Railtransport en overslag

Vervolgens zijn het elektriciteitsgebruik en de emissie beschouwd van overslag van kolen bij de mijn, transport per rail naar de haven, en op- en overslag in de haven. De gemiddelde afstand voor railtransport van Australische kolen in New South Wales bedraagt ongeveer 120 km.

Voor het energiegebruik en de emissies in de fase van railtransport en overslag (eventueel opslag) zijn de volgende kentallen gebruikt:

- Overslag bij de mijn:
 - 0,2 kg stof per ton kolen.
 - 2 kWh per ton kolen.
- Transport per rail (elektrische tractie):
 - 0,1 MJ elektriciteit per ton-kilometer [50].
- Op- en overslag in de haven:
 - 0,05 kg stof per ton kolen bij opslag.
 - 0,2 kg stof per ton kolen bij overslag [54].
 - 2 kWh per ton kolen [55].

Op basis van de emissies bij elektriciteitsopwekking in Australië volgens tabel 4.3, kunnen de milieufactoren als volgt worden samengevat (tabel 4.5).

Tabel 4.5 *Elektriciteitsgebruik en emissies bij kolentransport en -overslag in Australië voor een 600 MW_e KV-STEG ('Eems')*

	Elektriciteit [GWh/j]	Emissie ¹ [ton/j]					Reststof [ton/j] as
		CO ₂	SO ₂	NO _x	stof	CH ₄	
Overslag mijn	2,00	1.500	18	4	200		70
Railtransport	3,35	2.500	30	6	0,6		120
Overslag haven	2,00	1.500	18	4	250		70
Totaal	7,35	5.500	65	15	450		250

¹ Deze emissies en reststoffen, met uitzondering van die van stof, zijn het gevolg van het elektriciteitsgebruik (7,35 GWh/j) voor kolenoverslag en -transport.

4.3.4 Zeetransport en overslag

Aangenomen wordt dat zeetransport plaatsvindt met bulkcarriers van 170.000 ton. De afstand Newcastle - Rotterdam bedraagt ca. 12.500 zee-mijl \approx 23.000 km. Het stookoliegebruik voor grote bulkcarriers wordt geschat op 0,05 MJ per ton-kilometer, gerekend naar de enkele afstand [50]. Dit komt overeen met 28.350 ton stookolie per jaar voor een 600 MW_e KV-STEG. Tabel 4.6 geeft de resulterende emissies bij een zwavelgehalte van ruim 3% [56].

Bij overslag en vervolgens opslag in de haven van bestemming (de Eemshaven) moet rekening worden gehouden met het elektriciteitsgebruik en met stofemissie. Het elektriciteitsgebruik wordt geschat op 2 kWh per ton. De stofemissie van op- en overslag bedraagt naar schatting 0,05 respectievelijk 0,2 kg per ton kolen. Tabel 4.6 geeft een overzicht van het energiegebruik en de emissies bij zeetransport, overslag en opslag in de Eemshaven.

Tabel 4.6 *Energiegebruik en emissies bij zeetransport (Australië - Rotterdam) en overslag voor een 600 MW_e KV-STEG (2005-2030)*

	Energiegebruik ¹ [TJ/j]	Emissie [ton/j]						
		CO ₂	SO ₂	NO _x	CO	C _x H _y	CH ₄	stof
Transport	1.150	88.300	1.850	1.100	650	200	10	50
Overslag ¹	7,2	p.m.	p.m.	p.m.	p.m.	p.m.	p.m.	250
	1.170	88.300	1.850	1.100	650	200	10	300

¹ De emissies in verband met het elektriciteitsgebruik voor kolenoverslag zijn niet opgenomen; het elektriciteitsgebruik is zo gering dat het wordt verrekend met het gemiddelde STEG-rendement.

4.3.5 Overzicht traject 'voorbehandeling'

In § 4.3.2.-4.3.4. zijn kentallen gepresenteerd van het traject vanaf winning tot overslag in de Eemshaven, aangeduid als 'voorbehandeling'. De milieufactoren geven geen volledig beeld. Zo is het materiaalgebruik van kolenvinning tot aflevering buiten beschouwing gelaten. Het materiaalgebruik in het traject 'voorbehandeling' is globaal geschat in [55]. Het is van dezelfde orde van grootte als dat van de bouw van een KV-STEG, waarmee overi-

gens wél rekening is gehouden (§ 4.3.6.). Het materiaalgebruik bij de 'voorbehandeling' blijft hier buiten beschouwing, omdat de onzekerheid in het energiegebruik bij winning, rail- en zeetransport relatief groot is.

Tabel 4.7 geeft een overzicht van materiaal- en energiegebruik en emissies van het gehele traject van winning van Australische kolen (diepe mijnbouw) tot en met overslag in de Eemshaven ('voorbehandeling').

Tabel 4.7 *Energiegebruik en emissies van de kolenketen (diepe mijnbouw, Australië) voor een 600 MW_e KV-STEg (Eemshaven, 2005-2030)*

Fase	Energie ¹ [TJ/j]	Emissie [kton/j]						Reststof [kton/j] as	
		CO ₂	SO ₂	NO _x	CO	C _x H _y	CH ₄		
Winning	191	40,0	0,49	0,10			9,25	0,04	1,85
Overslag	7	1,5	0,02	0,00				0,20	0,07
Rail	18	2,5	0,03	0,01				0,00	0,12
Overslag	7	1,5	0,02	0,00				0,25	0,07
Zee	1160	88,3	1,85	1,10	0,65	0,20	0,01	0,05	
Overslag	7							0,25	
Totaal	1390	133,8	2,40	1,21	0,65	0,20	9,26	0,79	2,11

¹ In de vorm van elektriciteit, behalve bij zeetransport (stookolie).

4.4 Elektriciteitsopwekking

4.4.1 Bouw en sloop

De materialen die nodig zijn voor de bouw van een KV-STEg van 600 MW_e, zijn in [55] geschat op basis van de demonstratie KV-STEg te Bugge-num. Ten opzichte van deze installatie is een correctiefactor toegepast van 15%, vanwege schaal- en leerfactoren (conform informatie Demkolec). De benodigde materialen voor een 600 MW_e KV-STEg worden als volgt geschat (tabel 4.8).

Tabel 4.8 *Materialen voor bouw 600 MW_e KV-STEg ('Eems', 2005-2030)*

Materiaal	[ton]
Staal	
Constructiestaal	10.000
Bewapeningsstaal	5.000
Leidingen	4.000
Machines	12.500
Beton ¹	100.000
Koper	300
Aluminium	155

¹ Bij de productie van beton wordt vliegascement toegepast.

Het energiegebruik voor de bouw en sloop van de KV-STEg is geschat op 8,0 PJ, op basis van [37]. Het aandeel van sloop in het totaal is gering. De productie van de benodigde materialen draagt 1,0 PJ bij aan dit energiegebruik (8,0 PJ). Voor de resterende 7,0 PJ wordt uitgegaan van 10% elektriciteit en 90% diesel, waarbij rekening wordt gehouden met de energiedragers benodigd voor de productie (inclusief transport) van zowel elektriciteit als diesel.

4.4.2 Exploitatie

Uitgangspunt is een KV-STEg met een hoog rendement. Bij de huidige stand van de techniek is een vollastrendement van 49% en een jaargemiddeld rendement van 48% haalbaar. Hiervoor is een moderne gasturbine nodig met bijvoorbeeld getrapte verbranding, inlaattemperatuur 1235 °C en compressieverhouding 30:1. Het corresponderende vollastrendement van een STEg is 58% [15]. Onderscheid wordt gemaakt naar verzurende en broeikasgasemissies, NO_x en SO₂ respectievelijk CO₂, en waterzijdige emissies. Daarnaast zijn de kolenreststoffen van belang. De CO₂-emissie van kolen is 94 kg/GJ. De NO_x-emissie is gesteld op 40 g/GJ (NO_x-uitworp STEg ca. 45 g/GJ). CO, CH₄ en N₂O worden in geringe mate geëmitteerd [57,58].

Naast luchtzijdige emissies vindt lozing van chloor op het oppervlaktewater plaats. Voor aangroeibestrijding in het nevenkoelsysteem (ca. 4% van de totale koelwaterstroom) zou continu chlorering toegepast kunnen worden van april tot en met oktober. De jaarhoeveelheid totaal beschikbaar chloor, die wordt geloosd, bedraagt maximaal 4,5 ton per jaar. Deze waarde is gebaseerd op het Milieu-Effect-Rapport van de STEg-eenheden EC30-70 in de Eemshaven [36]. In dit rapport worden de effecten van chloor op de in het water levende organismen als niet significant beschouwd. Overigens is op de locatie 'Eems' het gebruik van chloor volledig vervangen door de thermo-shock-methode. De benodigde koelcapaciteit voor een 600 MW_e KV-STEg wordt geschat op 500 MW_{th}; dit is per geïnstalleerde kWe gelijk aan die van de bestaande 695 MW_e 'combi-eenheid'.

In tabel 4.9 zijn de belangrijkste emissies naar lucht en water weergegeven, en de benodigde energie voor bouw en sloop van een 600 MW_e KV-STEg.

Tabel 4.9 *Energiegebruik en voornaamste emissies naar lucht en water bij een 600 MW_e KV-STEg (6000 uur/jaar, Eemshaven, 2005-2030)*

Fase	Energie	Emissies naar lucht [kton]							Emissies naar water	
		CO ₂	stof	SO ₂	NO _x	CO	CH ₄	N ₂ O	Cl ₂ [ton/j]	Koelwater [MW _{th}]
Opwekking	27,0 PJ/jaar	2540	0,02	0,3	1,1	0,3	0,01	0,1 ²	(≈ 4)	500
Bouw en sloop ¹	8,0 PJ	530	0,7	1,0	8,4	1,9	0,1 ³	<0,01		

¹ Eenmalige activiteiten.

² De N₂O-emissie is gelijk verondersteld aan die van een STEg.

³ Naast genoemde emissie van methaan worden ook 1,5 kton koolwaterstoffen geëmitteerd.

De voornaamste reststof van een KV-STEg is slak die als granulaat vrijkomt. Slak van een KV-STEg heeft gunstige uitlooeigenschappen door de hoge vergassingstemperatuur. De slak zal naar verwachting goed kunnen worden afgezet als grondstof voor bouwmaterialen [59]. De rest, ongeveer 10% van de totale hoeveelheid slak, is de met het gas meegesleurde 'vliegslak'. Deze slak is qua uitlooggedrag vergelijkbaar met vliegslak van poederkoolcentrales. Bij een jaarverbruik van 1 mln ton kolen en een asgehalte van 10%, wordt 100 kton slak geproduceerd. In principe kan vliegslak teruggevoerd worden naar de vergasser. De mogelijkheden tot verwerking van reststoffen komen aan de orde in [60] en recentelijk in [61].

Bij kolenvergassing komen stoffen vrij die niet zonder meer op het oppervlaktewater kunnen worden geloosd. Het betreft hier voornamelijk zouten, die bij voorkeur worden ingedampt. De mogelijkheden tot afvalwaterzuivering bij KV-STEg zijn geïnventariseerd in [62]. Naar het zich laat aanzien is het zout, dat bij indamping van het afvalwater resteert, geschikt als strooizout.

5. CO₂-VERWIJDERING EN -OPSLAG

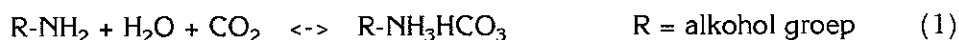
5.1 CO₂-verwijderingstechnieken

Voor de verwijdering van CO₂ uit stook- en rookgassen kunnen diverse technieken worden gebruikt. Een indeling van deze technieken op grond van het toegepaste scheidingsprincipe is als volgt [11]:

1. chemische absorptie
2. fysische absorptie
3. fysische adsorptie
4. cryogene afscheiding
5. membraanscheiding.

5.1.1 Chemische absorptie

Voor de afscheiding van CO₂ uit gasstromen van lage druk en met een lage CO₂-concentratie (3-4 vol% CO₂), zoals in het geval van CO₂-verwijdering bij een STEG, zijn technieken gebaseerd op chemische absorptie het meest geschikt [11,12]. Deze technieken bieden de mogelijkheid CO₂, die in geringe concentraties aanwezig is, te absorberen en af te scheiden. De chemische binding tussen absorbers en te verwijderen CO₂ komt als volgt tot stand:



Er kunnen twee groepen van absorbers worden onderscheiden:

- oplossingen van aminen;
- natrium- en/of kaliumcarbonaat.

Op deze twee typen absorbers zijn diverse commerciële processen gebaseerd.

Amine-systemen

Amine-systemen vinden al vele jaren toepassing voor de verwijdering van zure componenten uit gasstromen. Hiervoor worden oplossingen gebruikt van primaire aminen (monoethanolamine (MEA), diglycolamine (DGA)), secundaire aminen (diethanolamine (DEA), di-isopropanolamine (DIPA)) of tertiaire aminen (triethanolamine (TEA), methyldiethanolamine (MDEA)).

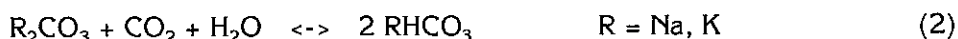
De meeste amine-systemen gebruiken MEA (HO-CH₂-CH₂-NH₂) als absorbers. MEA is het meest reactieve amine, toepasbaar voor de verwijdering van H₂S en CO₂ in geringe concentraties. MEA heeft geen selectiviteit voor CO₂ of H₂S en reageert irreversibel met COS, CS₂ en SO₂. Vanwege zijn lage moleculair gewicht, kan MEA op volumebasis meer zure gassen verwijderen dan de andere aminen. De hoeveelheid absorbers, die gerecirculeerd moet worden, en de hiervoor benodigde pompenergie is relatief laag.

Absorptie vindt normaliter plaats bij atmosferische druk en bij een temperatuur van 40-70°C; regeneratie vindt plaats door middel van een thermische behandeling bij 95-120°C. Een nadeel van het gebruik van MEA is het relatief hoge energiegebruik voor de desorptie van de componenten van het absorbens; na de regeneratie kan het absorbens grotendeels worden gerecirculeerd en hergebruikt. Tevens is een MEA-oplossing sterk corrosief en treden hoge dampverliezen bij lage druk op. Door de toevoeging van corrosie-inhibitoren en andere additieven, wordt dit absorbens toch op grote schaal toegepast voor CO₂- en H₂S-verwijdering.

De selectiviteit van tertiaire aminenen voor CO₂ is het hoogst. Voor CO₂-verwijdering op grote schaal lijkt gebruik van systemen gebaseerd op tertiaire aminen dan ook het meest geschikt. Toepassing van MDEA in plaats van MEA leidt tot een hogere selectiviteit en een lager energiegebruik.

Natrium- en/of kaliumcarbonaat-systemen

Systemen gebaseerd op natrium- en/of kaliumcarbonaat worden toegepast voor verwijdering van zure componenten uit minder verdunde gasstromen dan bij amine-systemen. Een voordeel van deze systemen is dan ook dat ze minder energie voor de regeneratie van het absorbens gebruiken. De chemische binding tussen absorbens en te verwijderen CO₂ komt als volgt tot stand:



Voor verwijdering van zure componenten uit sterk verdunde gasstromen, zoals bij CO₂-verwijdering uit het afgas van een STEG, zijn deze systemen minder geschikt dan amine-systemen; ook voor CO₂-verwijdering uit het 'geshifte' stookgas van een KV-STEG is een beter proces voorhanden, zoals zal blijken.

5.1.2 Fysische absorptie

Voor de afscheiding van CO₂ uit gasstromen van hogere druk en met een hogere CO₂-partiaalspanning, zoals in het geval van CO₂-verwijdering uit 'geshifte' stookgas bij KV-STEG (ca. 40 vol% CO₂), worden technieken gebaseerd op fysische absorptie aanbevolen [11,12]. Een fysisch absorbens scheidt gasmengsels door middel van verschil in oplosbaarheid van de samenstellende componenten in het absorbens. Deze oplosbaarheid is temperatuur- en druk-afhankelijk, met een optimum bij lage temperatuur en hoge druk. Regeneratie van het absorbens vindt plaats door verlaging van de druk van het systeem, vaak gecombineerd met een temperatuurverhoging. Behalve CO₂ en H₂S, worden ook HCN, CS₂ en koolwaterstoffen geabsorbeerd. Dit fenomeen heeft echter weinig invloed op het CO₂-verwijderingsproces.

Voorbeelden van processen, werkend volgens het principe van fysische absorptie, zijn: Selexol (dimethylether van polyethyleenglycol), Rectisol (methanol), Purisol (n-methyl-2-pyrrolidine), Fluorsol (propyleen carbonaat) en Sepasolv (oligoethyleenglycol-methylisopropylethers). Bij deze proces-

sen is tussen haakjes aangegeven op welk in water opgelost absorbens het desbetreffende proces gebaseerd is. Een uitgebreide beschrijving van deze processen wordt gegeven in [11]. Hier wordt volstaan met de beschrijving van één van de meest toegepaste processen, namelijk het Selexol-proces.

Het Selexol-proces maakt gebruik van een oplossing van de dimethylether van polyethyleenglycol in water. Absorptie van zure componenten vindt plaats bij 40°C en verhoogde druk en desorptie door flash-regeneratie. Het Selexol-proces heeft twee subsystemen. Het eerste verwijdert H₂S uit het gasmengsel, terwijl het tweede CO₂ uit de ontzwavelde gasstroom afscheidt. H₂S wordt verwijderd door het gasmengsel, na koeling tot ca. 40°C, tegenstroom over een gepakt bed met het absorbens in contact te brengen in de H₂S-absorber. Het 'geladen' absorbens wordt vervolgens in de H₂S-desorber gescheiden in een H₂S-stroom, die wordt getransporteerd naar een installatie voor terugwinning van elementair zwavel, en een geregenereerde absorbensstroom die wordt gerecirculeerd naar de H₂S-absorber. De ontzwavelde gasstroom wordt toegevoerd aan het CO₂-verwijderingssubstelsysteem. In dit subsysteem wordt de gasstroom over een gepakt bed tegenstroom in contact gebracht met het absorbens in de CO₂-absorber. Het 'geladen' absorbens worden vervolgens trapsgewijs van CO₂ en overige componenten ontdaan:

- In de eerste flash komen vooral de geabsorbeerde inerte componenten vrij, die worden gerecirculeerd naar de absorber.
- Bij de tweede flash wordt een deel van de geabsorbeerde CO₂ bij verhoogde druk afgescheiden.
- Bij de laatste flash komt de resterende CO₂ vrij (zie figuur 5.1).

Door trapsgewijze desorptie komt CO₂ na de laatste flash bij relatief hoge druk vrij, zodat de compressie-energie voor CO₂-transport en -opslag minimaal is. Afgescheiden CO₂ wordt op een druk van 11 MPa (110 bar) gebracht voor transport en tenslotte opslag in geologische formaties.

5.1.3 Fysische adsorptie

Systemen gebaseerd op het principe van fysische adsorptie, met behulp van bijvoorbeeld zeoliet- of koolstof moleculaire zeven, zijn uit economisch oogpunt niet toepasbaar voor de verwijdering van grote hoeveelheden CO₂ uit stook- en rookgassen. Het energiegebruik is relatief laag, maar de selectiviteit ten opzichte van CO₂ is eveneens laag en de investeringskosten zijn hoog [11]. Deze systemen zijn wel toepasbaar voor de verwijdering van zeer kleine hoeveelheden CO₂ uit sterk verdunde gasmengsels (1,5 ppm (vol) CO₂).

5.1.4 Cryogene afscheiding

Cryogene afscheiding van CO₂ uit gasmengsels is alleen mogelijk als de partiële CO₂-spanning in het gasmengsel hoog is. Het energiegebruik bij cryogene CO₂-verwijdering is veel hoger dan bij andere technieken. Uit economische overwegingen komt cryogene afscheiding niet in aanmerking.

5.1.5 Membraanscheiding

Membraansystemen voor de afscheiding van CO₂ uit stook- en rookgassen zijn nog in het ontwikkelingsstadium. Toch is deze techniek veelbelovend. De selectiviteit van de membranen voor CO₂ moet nog worden verhoogd, en de membraanprijzen moeten worden gereduceerd. Membraanscheiding is aantrekkelijk vanwege het lage energiegebruik en de eenvoudige procesvoering.

Voor de CO₂-verwijdering uit rookgassen van STEG's lijken hybride-membraan-absorptiesystemen op basis van gas-absorptiemembranen veelbelovend. Voor de afscheiding van CO₂ bij KV-STEG's, lijken op keramisch materiaal aangebrachte anorganische-moleculaire-zeef-membranen en composiete metaal-keramische membranen veelbelovend te zijn. Aangezien de membraansystemen zich nog in de ontwikkelingsfase bevinden, zodat er nog weinig gegevens voorhanden zijn, zijn deze systemen hier verder buiten beschouwing gelaten.

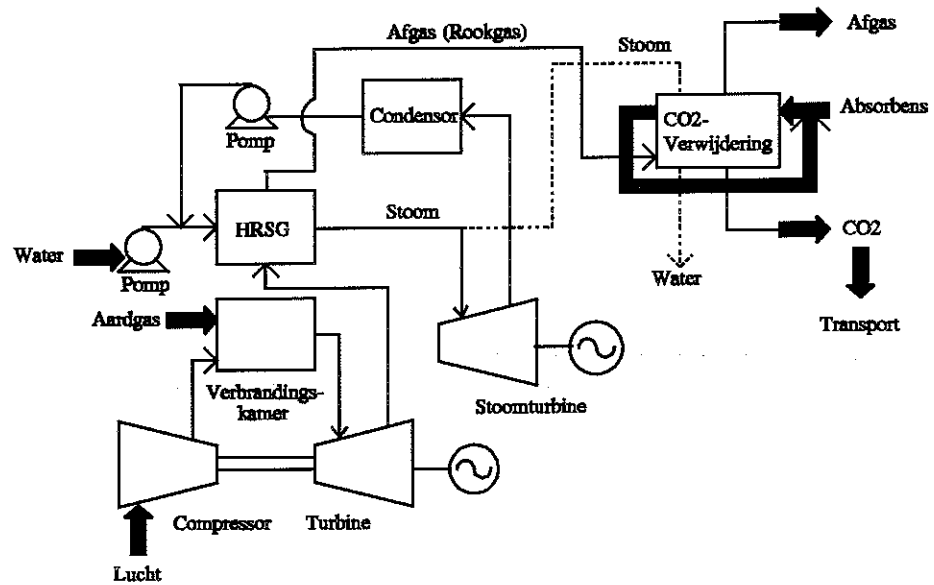
5.2 STEG met CO₂-verwijdering

Voor CO₂-verwijdering bij een 600 MW_e referentie STEG wordt een absorptieproces op basis van een amine gebruikt. Als absorbens is een oplossing van de meest reactieve amine, MEA, in water gekozen, om de volgende redenen:

1. Op grond van het lage moleculair gewicht van MEA kan op volumebasis meer CO₂ worden verwijderd dan bij secundaire en tertiaire aminen. Dit impliceert een relatief beperkte hoeveelheid absorbens per eenheid te verwijderen CO₂, en een relatief laag energiegebruik voor de recirculatiepomp van het absorbens.
2. Over het gebruik van MEA als absorbens voor CO₂-verwijdering zijn de meeste gegevens voorhanden.

Figuur 5.1 biedt een schematische weergave van de STEG met CO₂-verwijdering.

Het rookgas van de STEG wordt gekoeld tot 40°C, waarna het gas met een ventilator onderin een MEA-absorber wordt geleid. CO₂ wordt verwijderd met een MEA-oplossing die in tegenstroom door de absorber wordt geleid. Het 'gewassen' rookgas verlaat de absorber via de schoorsteen. De 'geladen' MEA-oplossing wordt naar een MEA-stripper getransporteerd, waar door middel van een thermische behandeling (toevoeging van stoom) de CO₂ van de MEA-oplossing wordt afgescheiden (gedesorbeerd). De 'ongeladen' MEA-oplossing wordt gerecirculeerd naar de MEA-absorber om opnieuw te worden gebruikt.



Figuur 5.1 Schematische voorstelling STEG met CO₂-verwijdering

CO₂ wordt naar een droogeenheid gevoerd, alvorens te worden getransporteerd. Drogen van het gas is noodzakelijk om inwendige corrosie van de CO₂-transportleiding en mogelijke vorming van 'clathraten' te voorkomen.

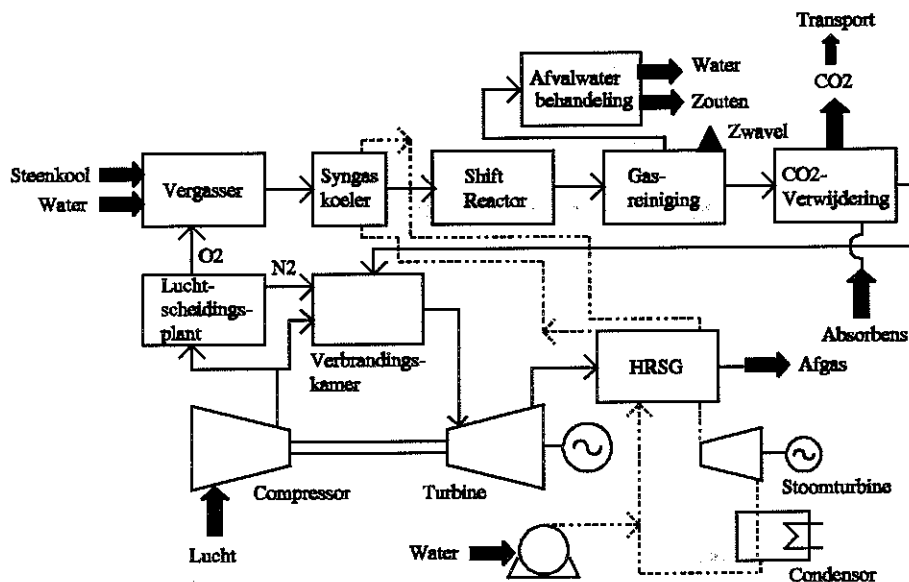
De CO₂ wordt voor 90% afgescheiden. Bij een 600 MW_e STEG met CO₂-verwijdering anno 2005 wordt stoom van de afgassenketel gebruikt voor CO₂-afscheiding en -compressie tot 11 MPa (110 bar). Bij eenzelfde netto vermogen van 600 MW_e, wordt nu 1500 kton CO₂ geproduceerd, waarvan 1350 kton wordt verwijderd, en de rest (150 kton) geëmitteerd. Vergeleken met de oorspronkelijke CO₂-uitworp van 1250 kton van een STEG, wordt de CO₂-emissie verminderd met 88%.

Het specifieke energieverbruik met een 30 massa% MEA-oplossing is 4,2 GJ per ton verwijderde CO₂ [63]. Meer geavanceerde absorptieprocessen kunnen een lager energieverbruik hebben. Het absorptieverlies per ton verwijderde CO₂ wordt geschat op 0,5-2,0 kilogram MEA. CO₂ wordt gedroogd tot maximaal 10 ppm (vol) H₂O [64]. Aangenomen wordt dat CO₂-verwijdering door chemische absorptie (MEA) en CO₂-compressie leidt tot een rendementsdaling bij een STEG van 57% tot 48,5% (een daling met 8,5%-punt) [19,63,64] en [65]. Het absorptieverlies bedraagt 0,5-2,0 kg/ton verwijderd CO₂ [36].

5.3 KV-STEg met CO₂-verwijdering

5.3.1 Basisprincipe

Voor CO₂-verwijdering bij een 600 MW_e referentie KV-STEg wordt een fysisch absorptieproces op basis van Selexol gebruikt. Hiervoor dient de CO₂-partiaalspanning in de gasstroom zo hoog mogelijk te zijn. Daarom wordt een zogenoemde koolmonoxide-shiftreactor aan de KV-STEg toegevoegd, waarin CO in het stookgas met stoom wordt omgezet in H₂ en CO₂. Figuur 5.2 biedt een schematische weergave van de gemodificeerde KV-STEg met CO₂-verwijdering.



Figuur 5.2 Schematische voorstelling (Texaco) KV-STEg met CO₂-verwijdering

Gegevens betreffende het energiegebruik voor de verschillende subsystemen van CO₂-verwijdering, alsmede gegevens betreffende emissiereductie zijn afgeleid uit twee studies die door ECN in opdracht van het International Energy Agency (IEA) zijn uitgevoerd [64,66]. In 1992 heeft ECN een studie uitgevoerd naar de technisch-economische haalbaarheid van elektriciteitsopwekking op basis van KV-STEg [64]. In deze studie wordt een KV-STEg op basis van het Texaco-proces beschreven. Tevens werd aangegeven dat het rendement van een KV-STEg in de komende 10 tot 15 jaar zou kunnen stijgen tot ca. 50%, door toepassing van geavanceerde gasturbines en hoge temperatuur gasreiniging.

ECN heeft in 1993 een tweede studie in dit kader uitgevoerd naar KV-STEg met CO₂-verwijdering (met een shiftreactor en een Selexol-unit)

[66]. De effecten op het systeemrendement en de emissies naar lucht en oppervlaktewater zijn onderzocht door integrale systeemberekeningen. De resultaten van deze twee studies worden toegepast op de 600 MW_e referentie KV-STEG.

5.3.2 CO₂-verwijdering op basis van Selexol

Het ruwe gasmengsel van de vergasser wordt gereinigd van HCl, NH₃ en HCN door het gas door een venturi-scrubber te leiden. Het gas wordt vervolgens door een hoge en lage temperatuur (350°C, 200°C) CO-shiftreactor geleid, waar CO met stoom grotendeels wordt omgezet in CO₂ en H₂. Daardoor stijgt de partiëlespanning van CO₂ en wordt verwijdering met het absorbens Selexol mogelijk. In de shiftreactor wordt een Co/Mo-katalysator gebruikt om de reactie snel en bij lage temperatuur te laten verlopen. Na de shiftreactor wordt de gasstroom gekoeld tot 40°C waardoor water condenseert. Dit NH₃-bevattende water wordt afgevoerd naar de afvalwaterbehandeling.

Het gas wordt vervolgens toegevoerd aan de Selexol-unit waar een gecombineerde verwijdering van H₂S en CO₂ plaatsvindt. In de Selexol-eenheid wordt het gas tegenstroom in contact gebracht met de Selexol-oplossing in twee achtereenvolgende vaste bed absorbers. In de eerste absorber wordt vrijwel alle H₂S en een deel van de CO₂ uit de gasstroom verwijderd. In de tweede absorber wordt vervolgens een resterende hoeveelheid CO₂ verwijderd, waardoor de totale CO₂-verwijdering uit het stookgas 90% bedraagt. Een voordeel van deze uit twee kolommen bestaande Selexol-unit is dat H₂S en CO₂ als afzonderlijke stromen uit de gasstroom worden afgescheiden. Het stookgas, dat de Selexol-unit verlaat, bestaat voor het grootste deel uit H₂, met voor de rest een klein bestanddeel aan CO, CO₂, CH₄, Ar en N₂, en sporeconcentraties aan H₂S en HCN. De verwijderde H₂S wordt omgezet in elementair zwavel in een Claus-installatie. Het afgas van deze unit, dat nog 3-5% van de zwavel bevat die bij de zure gasreiniging werd afgescheiden, wordt behandeld in een Lo-Cat-gasbehandelingsseenheid. In deze eenheid wordt nog eens 90% van de resterende hoeveelheid zwavel uit de afgasstroom verwijderd, zodat de totale ontzwaveling 99,5% bedraagt.

Het van CO₂ en H₂S ontdane stookgas wordt vervolgens naar de verbrandingskamer van de gasturbine geleid. Het rookgas wordt in een afgassenketel benut voor stoomopwekking en vervolgens geëmitteerd naar de omgeving.

Bij een 600 MW_e KV-STEG anno 2005 met CO₂-verwijdering wordt stoom van de stoomturbine afgetapt voor CO-shift, CO₂-afscheiding en -compressie tot 11 MPa (110 bar). Uitgaande van hetzelfde netto vermogen van 600 MW_e, wordt in dat geval 3000 kton CO₂ geproduceerd, waarvan het grootste deel (2700 kton) wordt afgescheiden, en de rest (300 kton) geëmitteerd. Vergeleken met de oorspronkelijke CO₂-uitworp van 2540 kton van een KV-STEG, wordt de CO₂-emissie verminderd met 88%.

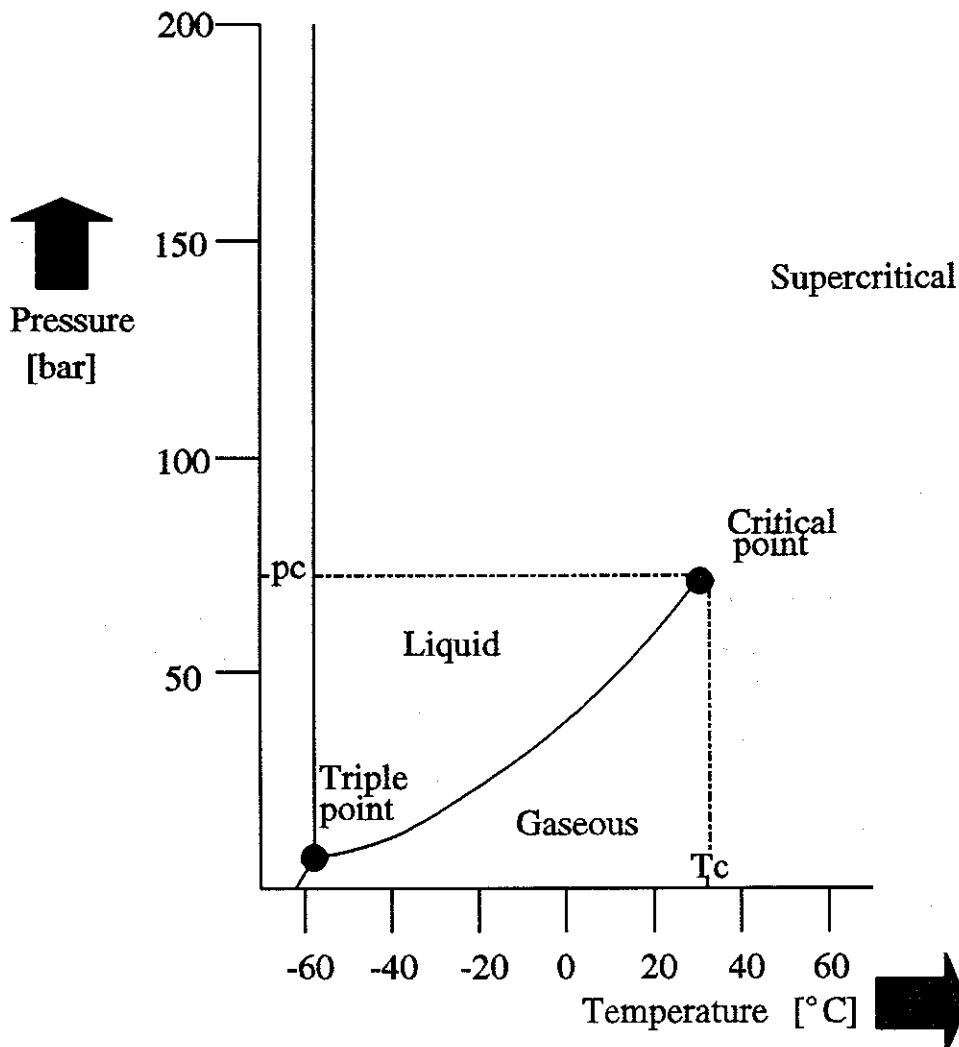
Aangenomen wordt dat CO₂-verwijdering met een fysisch absorptieproces (Selexol) bij een KV-STEG anno 2005 leidt tot een daling van het rende-

ment van gemiddeld 48% tot 40,5% (een daling met 7,5%-punt), op basis van [19,64,66] en [67]. Ook vindt een halvering plaats van de SO_2 -emissie. Het absorptieverlies bedraagt 8 mg/normaal m^3 rookgas [36] (4,5 g/ton verwijderd CO_2 verondersteld).

5.4 CO_2 -transport

5.4.1 Transportcondities

Transport van CO_2 , die is verwijderd bij een STEG of KV-STEG, vindt plaats met speciale transportleidingen. CO_2 kan in principe in verschillende toestanden door pijpleidingen worden getransporteerd, namelijk als gas, vloeistof, mengsel van gas en vloeistof en superkritisch. Om een beter inzicht te krijgen onder welke condities CO_2 zich in die toestanden bevindt, is in figuur 5.3 een fasendiagram voor CO_2 opgenomen.



Figuur 5.3 Fasendiagram CO_2 [13]

Voor een chemische verbinding zijn drie fasen te onderscheiden: gas, vloeistof en vast. De gebieden waarin een bepaalde fase stabiel is, worden begrensd door de zogenoemde verdampings-, smelt- en sublimatielijnen. Het punt waar bij oplopende druk en temperatuur de verdampingslijn ophoudt, wordt aangeduid als het 'kritiek punt'. Op dit punt bezitten gas- en de vloeistoffase dezelfde dichtheid. De kritieke data voor CO₂ zijn: kritieke druk (p_c): 72,9 bar, kritieke temperatuur (T_c): 31,0°C en kritieke dichtheid (ρ_c): 468 kg/m³. Het gebied begrensd door de kritieke druk en -temperatuur wordt aangeduid als 'superkritisch' gebied. In dit gebied is geen onderscheid meer aanwezig tussen gas en vloeistof. CO₂ dat zich bevindt in dit gebied wordt aangeduid als 'superkritische CO₂'.

Indien CO₂ bij omgevingstemperatuur als gas wordt getransporteerd, is de maximale druk 3-5 MPa (30-50 bar). Dit geeft sterke beperkingen aan de transportcapaciteit, zodat CO₂-transport in de gasfase geen reële optie is.

Een andere mogelijkheid is transport van CO₂ als vloeistof. Hiervoor geldt als randvoorwaarde dat de transportdruk in de pijpleidingen zich overal boven de verdampingsdruk van CO₂ dient te bevinden. Indien de verdampingsdruk op bepaalde plaatsen wordt onderschreden, bestaat de kans op tweefasenstroming (gas-vloeistof). Het ontstaan van tweefasenstroming moet worden voorkomen, in verband met problemen met compressoren en/of pompen. Bij pijpleidingstransport van CO₂ over land is CO₂ in vloeibare vorm over land dan ook geen reële optie. Bij offshore-leidingen op of in de zeebodem heersen stabiele condities (lage temperatuur, hoge druk); dan is transport van CO₂ als vloeistof wél mogelijk. Voor transport over land is superkritische CO₂ de beste oplossing. In deze toestand is de dichtheid van CO₂ groter dan van vloeibaar CO₂ en zijn de stromingscondities vergelijkbaar.

De afwijkende eigenschappen van superkritische CO₂ maken het moeilijk om het exacte debiet van CO₂ te bepalen. Dit debiet is o.a. afhankelijk van dichtheid en viscositeit van het medium, de interne pijpdiameter en de pijpwandruwheid, de afstand tussen twee compressorstations, de temperatuur na compressie van het medium, de omgevingstemperatuur, en de helling van de pijpleiding, waardoor het medium wordt getransporteerd. Om hiervan toch een indruk te krijgen is in [65] door middel van enkele eenvoudige modelberekeningen, op grond van algemene basisregels, een schatting gemaakt van de hoeveelheid CO₂ die in superkritische toestand in pijpleidingsystemen kan worden getransporteerd. Deze schattingen en die van investerings- en exploitatiekosten van de pijpleiding zijn weergegeven in tabel 5.1 [65]. De debietwaarden en de kosten van pijpleidingen, zoals weergegeven in tabel 5.1, bezitten een onzekerheidsmarge van $\pm 10\%$ respectievelijk $\pm 40\%$.

Tabel 5.1 *Debietwaarden, pijpleidingkosten en totale transportkosten voor het pijpleidingtransport van superkritisch-CO₂ over land*

Diameter [inch/mm]	Debiet [mln ton/jaar]	Investeringskosten CO ₂ -pijpleiding [10 ³ \$/km]	Exploitatiekosten CO ₂ -pijpleiding [\$/ton-250 km]
16/400	3	600	7
24/600	10	p.m.	p.m.
30/750	20	1.300	2,1
40/1000	35	1.800	1,6
64/1600	110	3.300	1,0

De berekening van het CO₂-debiet is gebaseerd op de volgende aannamen:

- Superkritische CO₂, maximaal 30°C (na compressie).
- Pijpleidingdruk: maximaal 11 MPa (110 bar), minimaal 9 MPa.
- Pijpleidinglengte tussen twee compressorstations: 250 km.
- Omgevingstemperatuur: 12°C.
- Bedrijfstijd: 365 dagen/jaar.

Bij leidingen met een interne diameter kleiner dan 16 inch moet de afstand tussen de compressorstations kleiner zijn dan 250 kilometer.

Bij de berekening van de exploitatiekosten is rekening gehouden met diverse benodigde componenten bij transport van CO₂ per pijpleiding, zoals:

- Compressor van CO₂ bij de bron van bedrijfsdruk tot 11 MPa.
- Compressorstations met nakoeling van de CO₂ om de 250 kilometer.
- Sectiescheidingskleppen om de 30 kilometer.
- Cathodisch corrosieprotectiesysteem en corrosiecontrolepunten.

Als materiaal voor de CO₂-pijpleiding wordt 'gecoat' hoogwaardig staal toegepast om uitwendige corrosie en beschadiging te voorkomen.

Uit tabel 5.1 blijkt dat superkritisch CO₂-transport door middel van pijpleidingen met een grote interne diameter duidelijk lagere kosten met zich meebrengt dan bij kleine diameters. Bij CO₂-afscheiding (en -compressie) bij een 600 MW_e STEG of KV-STEG anno 2005 komt 1350 kton respectievelijk 2700 kton CO₂ per jaar beschikbaar voor transport en opslag. Hiervoor kan worden volstaan met een pijpleidingdiameter van 16 inch. Het is voordelig transport van CO₂ in grote hoeveelheden te laten plaatsvinden. Dit is te bereiken door CO₂-stromen van afzonderlijke elektriciteitsopwekkingseenheden te laten samenvloeien in één centrale CO₂-transportleiding.

Bij de aanleg van de CO₂-pijpleiding wordt verondersteld dat multiliftwagens worden gebruikt. Het brandstofverbruik per ton.km van een multiliftwagen wordt gesteld op 1,5 MJ dieselolie. Het aantal ton.km wordt berekend aan de hand van de af te leggen afstand en het te vervoeren gewicht aan materialen. Hierbij wordt de CO₂-transportafstand vermenigvuldigd met een correctiefactor 1/2, omdat niet voor het totale gewicht de totale afstand afgelegd wordt. Aangenomen wordt dat voor het CO₂-transport een 16 inch-leiding aangelegd over een traject van 100 km. Het materiaalgebruik

voor de CO₂-pijpleiding wordt geschat op 22.000 ton staal⁷. Dit resulteert in een brandstofverbruik van circa 16,5 TJ. Daarnaast is 0,08 TJ extra (46 kJ/MJ dieselolie) benodigd om de dieselolie te produceren en transporteren. Het eenmalige energiegebruik om de CO₂-pijpleiding aan te leggen bedraagt dan circa 1,7 TJ. Voor de levensduur van de CO₂-transportleiding wordt uitgegaan van de economische levensduur van zowel STEG als KV-STEG, namelijk 25 jaar.

5.4.2 Milieu- en veiligheidsaspecten

Bij pijpleidingtransport van grote hoeveelheden CO₂ moet met milieu- en veiligheidsaspecten rekening worden gehouden. CO₂ is een niet-toxisch gas. CO₂ is echter wel zwaarder dan lucht, zodat bij grootschalig falen van een CO₂-pijpleiding slachtoffers zouden kunnen vallen door verstikking. Falen van een CO₂-pijpleiding kan het gevolg zijn van materiaal- of constructiefouten of corrosie. Menselijke activiteiten - bouw- of graafwerkzaamheden - kan echter ook de oorzaak zijn van falen van een pijpleiding. De volgende maatregelen kunnen de risico's van een dergelijk ongeval reduceren:

- Veiligheidszones langs CO₂-pijpleidingen.
- Pijpleidingen met een verdikte wand.
- Meer sectiescheidingskleppen per lengte-eenheid in bewoonde gebieden.
- Visuele controle van leidingen voor vroege detectie van lekkage.
- Ventilatie, zodat CO₂ wordt verdreven bij falen van een leiding.

5.5 CO₂-opslag

Voor CO₂-opslag zijn vier alternatieven te onderscheiden, namelijk [13]:

- oceaanopslag
- bovengrondse opslag
- opslag in biologische systemen
- ondergrondse opslag.

Oceaanopslag

Opslag van CO₂ in oceanen biedt perspectief, als CO₂ direct bij de bron wordt afgescheiden en superkritisch wordt getransporteerd naar de locatie, waar CO₂ in vloeibare toestand in of onder de zogenaamde 'thermocline' wordt geïnjecteerd. Op deze wijze wordt een geconcentreerde oplossing van CO₂ in zeewater gecreëerd en bestaat de mogelijkheid dat vaste 'clathraten' worden gevormd. CO₂ zakt dan naar de bodem van de oceaan. Daar verblijft CO₂ enkele honderden (of bij vorming van clathraten zelfs duizenden) jaren, voordat het door menging weer aan de oppervlakte treedt. De neveneffecten van CO₂-opslag in oceanen zijn nog onvoldoende onderzocht, en de verblijftijd is nog onzeker. Oceaanopslag is daarom niet op korte termijn toepasbaar. Voor Nederland is CO₂-opslag in oceanen geen aantrekkelijke

⁷ Berekend op basis van het staalgebruik voor een 40 inch-leiding (gastransport Troll-Eems, § 3.3.4) door de verhouding van de twee omtrekken te bepalen.

optie, omdat de afstand tot een geschikt injectiepunt 1000 km of meer bedraagt.

Bovengrondse opslag

Bovengrondse opslag van CO₂ in de vorm van droog CO₂-ijs vormt geen alternatief voor grote hoeveelheden CO₂. De produktie van CO₂-ijs uit gasvormig of vloeibaar CO₂ vraagt een te grote energie-input (41 kJ_e/mol CO₂-ijs); dit is bij een STEG met CO₂-verwijdering 11% van de netto geproduceerde elektriciteit.

Opslag in biologische systemen

CO₂ kan worden opgeslagen in biologische systemen, zowel op het land als in de zee. Er kunnen drie methoden worden onderscheiden om CO₂ in biologische systemen op het land op te slaan:

- bebossing, c.q. herbebossing
- verbouwen van energiegewassen
- produktie van microalgen.

Voor CO₂-opslag in biologische systemen in de zee lijken vooral 'algen-plantages' perspectief te bieden. Ondanks perspectieven van sommige systemen, bijvoorbeeld (her-)bebossingsprojecten in opdracht van de Sep ter compensatie van CO₂-emissie, wordt hierop in dit kader niet nader ingegaan.

Ondergrondse opslag

Voor ondergrondse opslag van CO₂ bestaan drie varianten, namelijk opslag in zoutkoepels, uitgeputte aardolie- en aardgasvelden, of waterdragende lagen (aquifers). Voor Nederland komt vooral opslag in lege aardgasvelden en aquifers in aanmerking. Bij de opslag in aquifers bestaat nog onzekerheid over het isolerend vermogen van deze opslagreservoirs en daarmee samenhangende negatieve milieu-effecten. Daarom is opslag in uitgeputte aardgasreservoirs het beste alternatief. Bij de Eemshaven als referentie lokatie voor een STEG of KV-STEG is de afstand ten opzichte van potentieel geschikte kleine en middelgrote aardgasreservoirs relatief gering.

6. CLASSIFICATIE EN EVALUATIE

6.1 Inleiding

Classificatie van de volgende thema's heeft plaatsgevonden: energiegebruik, ozonlaagaantasting, broeikaseffect, verzuring, vast afval, uitputting, vermesting, fotochemische oxydantvorming, humane toxiciteit en ecotoxiciteit [7-9]. De classificatie binnen een aantal milieuthema's (bijvoorbeeld ecotoxiciteit, humane toxiciteit, fotochemische oxydantvorming) is nog niet bevredigend, aangezien een aantal objectief bepaalde weegfactoren ontbreken. Om een beter inzicht in het milieuthema humane toxiciteit te verkrijgen, zijn twee extra berekeningsvarianten voor lucht en water toegevoegd, te weten (a) MAC-waarden [68] voor lucht en (b) standaardwaarden van het Waterleidingbesluit [69] voor water. Ter verduidelijking worden tevens de weegfactoren voor de bodem van het milieuthema humane toxiciteit die bepaald zijn door het CML [7], afzonderlijk weergegeven. In het hoofdrapport [1] wordt de methodiek waarmee de effectscores van de bovenstaande (sub)thema's werden berekend, beschreven. De weegfactoren van de bovenstaande milieuthema's zijn opgenomen in de bijlage van dit hoofdrapport. Voor de totale effectscores per milieuthema en de milieu-ingrepen⁸ van zowel STEG als KV-STEG per functionele eenheid wordt verwezen naar respectievelijk bijlage A en B. De weegfactoren toegepast op de milieu-ingrepen zijn opgenomen in bijlage C.

In paragraaf 2 van dit hoofdstuk wordt aan de hand van milieuprofielen de verbeteringsoptie CO₂-verwijdering en -opslag voor zowel STEG als KV-STEG behandeld. De resultaten worden geëvalueerd in paragraaf 3. Ten slotte worden in paragraaf 4 de tekortkomingen van de uitkomsten uiteengezet.

6.2 Milieuprofielen STEG en KV-STEG

6.2.1 Algemeen

Alvorens de verbeteringsoptie CO₂-verwijdering en -opslag voor zowel STEG als KV-STEG te beoordelen is het onontbeerlijk om enig inzicht te krijgen welke schakels van de levenscyclusanalyse als belangrijk moeten worden beschouwd. Hiertoe wordt de relatieve bijdrage van exploitatie, aardgas- of kolenketen, STEG en eventuele CO₂-pijpleiding aan de totale effectscore van de milieuthema's in de figuren 6.1 (STEG waarbij het gastransport vanaf Troll plaatsvindt), 6.2 (STEG waarbij het gastransport vanaf Yamal plaatsvindt) en 6.3 (KV-STEG) weergegeven. Daarnaast worden de milieu-ingrepen, waarvan de bijdrage aan de totale effectscore niet kleiner

⁸ Een milieu-ingreep wordt gedefinieerd als een direct door menselijk handelen veroorzaakte verandering van het milieu [7]. Dit betreft in deze studie onttrekkingen van grondstoffen en emissies van stoffen naar de verschillende milieucompartimenten.

is dan 5%, in de bij de figuren behorende tabellen 6.1, 6.2 en 6.3 weergegeven. Tevens wordt in de tabellen het proces of stadium vermeld waardoor de milieu-ingreep hoofdzakelijk dan wel geheel veroorzaakt wordt. In alle cases⁹ wordt het milieuthema ozonlaagaantasting niet opgenomen in de milieuprofielen, omdat per 1 januari 1996 het gebruik van trichloorethaan met 100% gereduceerd moet zijn volgens het EG-reductieschema [70]. De bijdrage aan dit milieuthema wordt namelijk volledig bepaald door het gebruik van trichloorethaan bij de produktie van stalen buizen. Een mogelijkheid om trichloorethaan te vervangen is de toepassing van alkalische ontvetting bij dit produktieproces. Ten slotte is voor de stikstofoxyden (nog) geen classificatiefactor binnen het milieuthema oxidantia gedefinieerd, terwijl fotochemische oxydantvorming tot stand komt door reacties tussen stikstofoxyden (NO_x) en vluchtige organische stoffen (VOS). Voor de volledigheid worden in deze paragraaf de hoeveelheden NO_x en VOS per functionele eenheid vermeld.

In het geval van STEG waarbij het gastransport vanaf Troll plaatsvindt, blijken de effectscores van de milieuthema's energiegebruik, broeikas-effect, verzuring, vermesting, humane toxiciteit en humane toxiciteit voor lucht hoofdzakelijk te worden veroorzaakt tijdens de exploitatie. Het milieu-effect uitputting is vrijwel volledig te wijten aan de bouw en sloop van de STEG-centrale. De overige milieu-effecten zijn grotendeels toe te schrijven aan de aardgasketen en de STEG-centrale (bouw/sloop). CO_2 -verwijdering en -opslag voorziet in een enigszins gewijzigde verdeling van de totale effectscores. Zo levert de CO_2 -pijpleiding een bijdrage aan met name de milieuthema's vast afval, aquatische en terrestrische ecotoxiciteit (water/bodem). Daarnaast neemt de bijdrage aan de totale effectscore van het broeikas-effect af in de exploitatiefase, terwijl de overige milieu-effecten toenemen in deze fase. Hierbij is het milieuthema aquatische humane toxiciteit opvallend, omdat dit milieu-effect nu vrijwel volledig bepaald wordt door het gebruik van MonoEthanolAmine (MEA) als chemisch absorbens. Door genoemde wijzigingen in de bijdragen aan de totale effectscores van de CO_2 -pijpleiding en exploitatiefase wordt ook het relatieve belang van zowel de aardgasketen als de bouw en sloop van de STEG-centrale beïnvloed. De hoeveelheden VOS en NO_x per functionele eenheid zijn voor een STEG respectievelijk 373 ton (362 ton methaan) en 356 ton, en voor een STEG met CO_2 -verwijdering en -opslag respectievelijk 435 ton (424 ton methaan) en 409 ton.

Indien het gastransport vanaf Yamal plaatsvindt, neemt het relatieve belang van de aardgasketen bij alle milieu-effecten toe. Alhoewel het aandeel van de aardgasketen in de totale effectscore is toegenomen, is de verdere opbouw in de verdeling van de totale effectscore vergelijkbaar met de boven beschreven situatie waarbij gastransport vanaf Troll plaatsvindt. De hoeveelheden VOS en NO_x per functionele eenheid zijn voor een STEG respectievelijk 1420 ton (1410 ton methaan) en 416 ton, en voor een STEG met CO_2 -verwijdering en -opslag respectievelijk 1700 ton (1690 ton methaan)

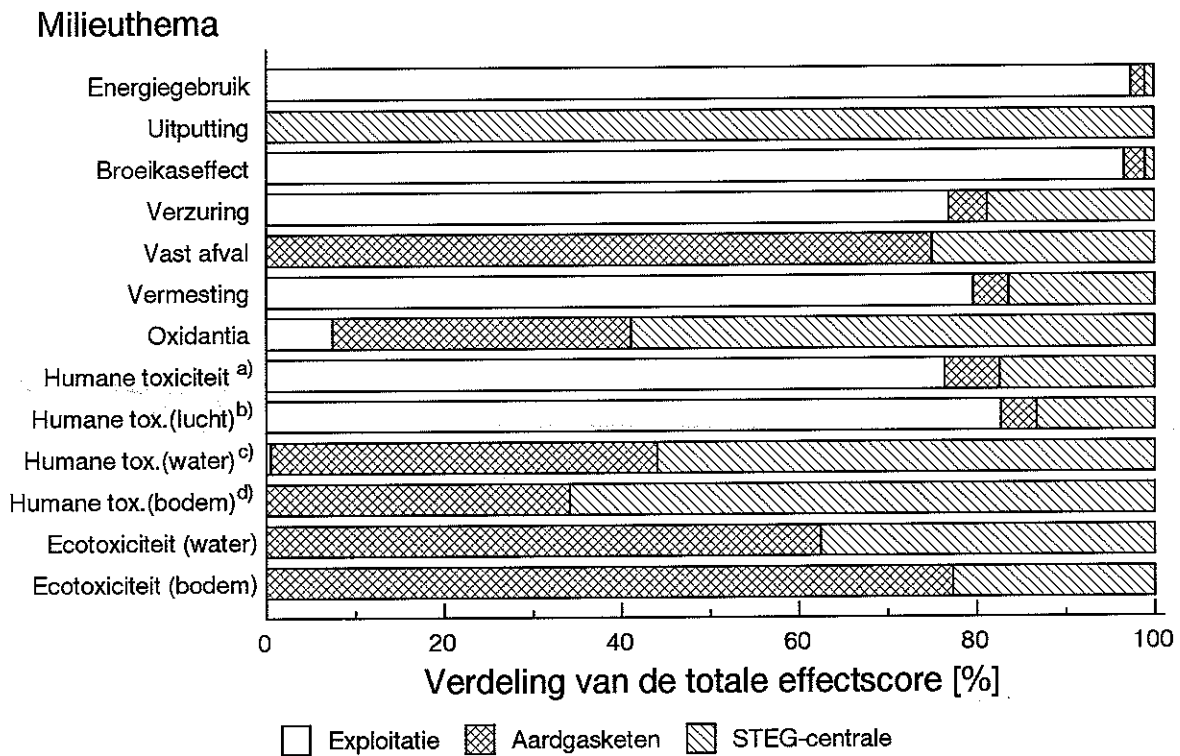
⁹ Referentiejaar 2005.

en 482 ton. Vergeleken met een STEG waarbij het gastransport vanaf Troll plaatsvindt, zijn deze emissies aanzienlijk gestegen in verband met het gastransport.

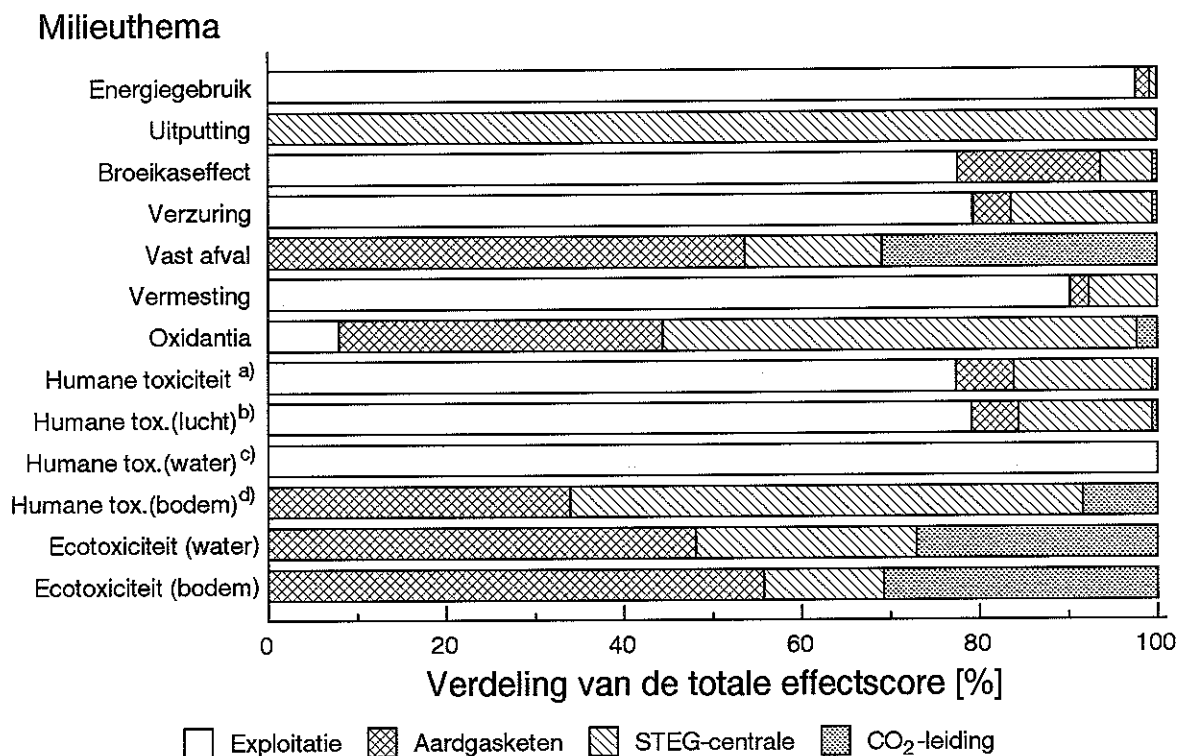
Uit de analyse van de KV-STEG komt naar voren dat de effectscores van de milieuthema's energiegebruik en broeikas effect hoofdzakelijk worden veroorzaakt tijdens de exploitatie. Daarnaast hebben de exploitatiefase alsmede de kolenketen een groot aandeel in de totale effectscores van vermisting en humane toxiciteit voor lucht. De milieu-effecten uitputting, terrestrische humane toxiciteit (bodem) en terrestrische ecotoxiciteit (bodem) zijn volledig toe te schrijven aan de bouw en sloop van de KV-STEG centrale. De overige milieu-effecten worden grotendeels bepaald door de kolenketen. Evenals bij STEG resulteert CO₂-verwijdering en -opslag in een enigszins gewijzigde verdeling van de totale effectscores. De belangrijkste wijzigingen treden op bij de milieuthema's broeikas effect, aquatische humane toxiciteit (water) en terrestrische ecotoxiciteit (bodem). Als gevolg van de CO₂-verwijdering neemt de bijdrage aan de totale effectscore van het broeikas effect af in de exploitatiefase. In deze fase neemt echter het milieu-effect aquatische humane toxiciteit (water) toe door het gebruik van Selexol als fysisch absorbens. Verder beïnvloedt de CO₂-pijpleiding met name het milieuthema terrestrische ecotoxiciteit (bodem). Door genoemde wijzigingen in de bijdragen aan de totale effectscores van de CO₂-pijpleiding en exploitatiefase wordt ook het relatieve belang van zowel de kolenketen als de bouw en sloop van de KV-STEG centrale beïnvloed. Door CO₂-verwijdering en -opslag stijgt de uitstoot van VOS en NO_x per functionele eenheid van respectievelijk 2700 ton (2610 ton methaan) en 782 ton naar respectievelijk 3240 ton (3140 ton methaan¹⁰) en 911 ton.

¹⁰ Indien uitgegaan wordt van dagbouw stijgt de VOS-uitstoot van circa 320 ton (230 ton methaan) naar 380 ton (280 ton methaan).

a. STEG zonder CO₂-verwijdering en -opslag



b. STEG met CO₂-verwijdering en -opslag



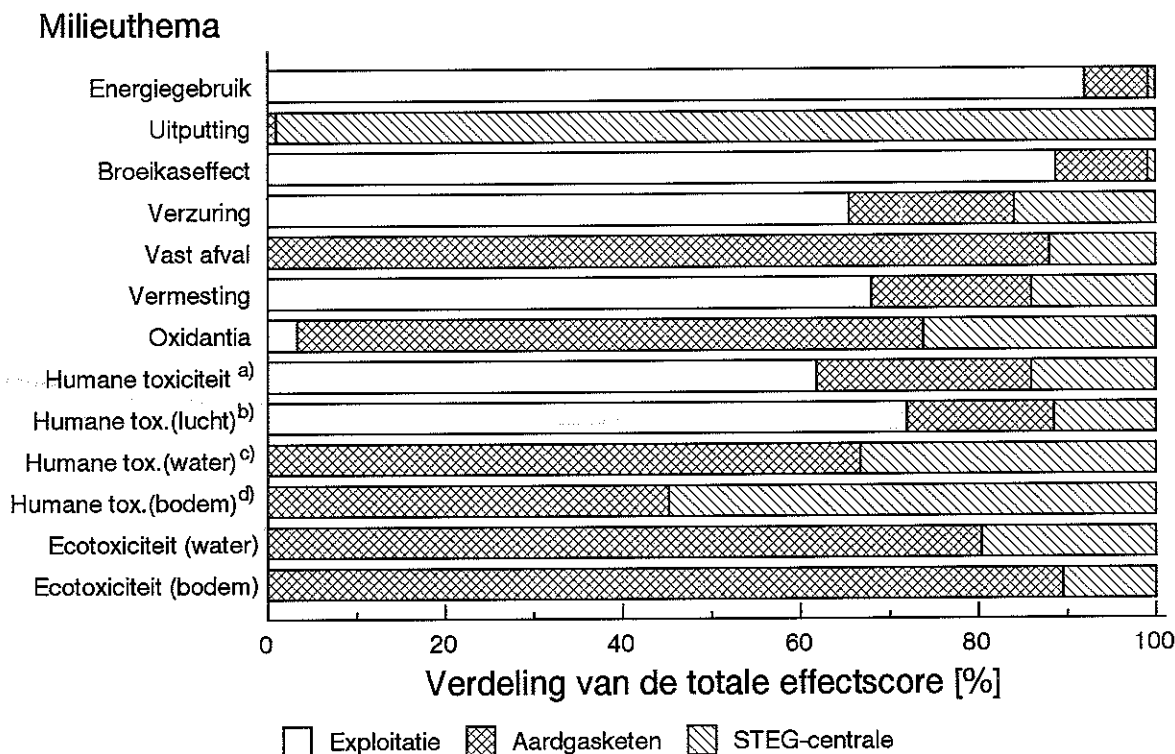
Figuur 6.1 Relatieve bijdrage van exploitatie, aardgasketen Troll-Eemshaven, STEG-centrale en eventuele CO₂-leiding aan de totale effectscore van de milieuthema's^a [7],^b [68],^c [69],^d [7]

Tabel 6.1 Voornaamste bijdragen aan de totale effectscore van milieuthema's voor een STEG (a) zonder c.q. (b) met CO₂-verwijdering (gastransport vanaf Troll)

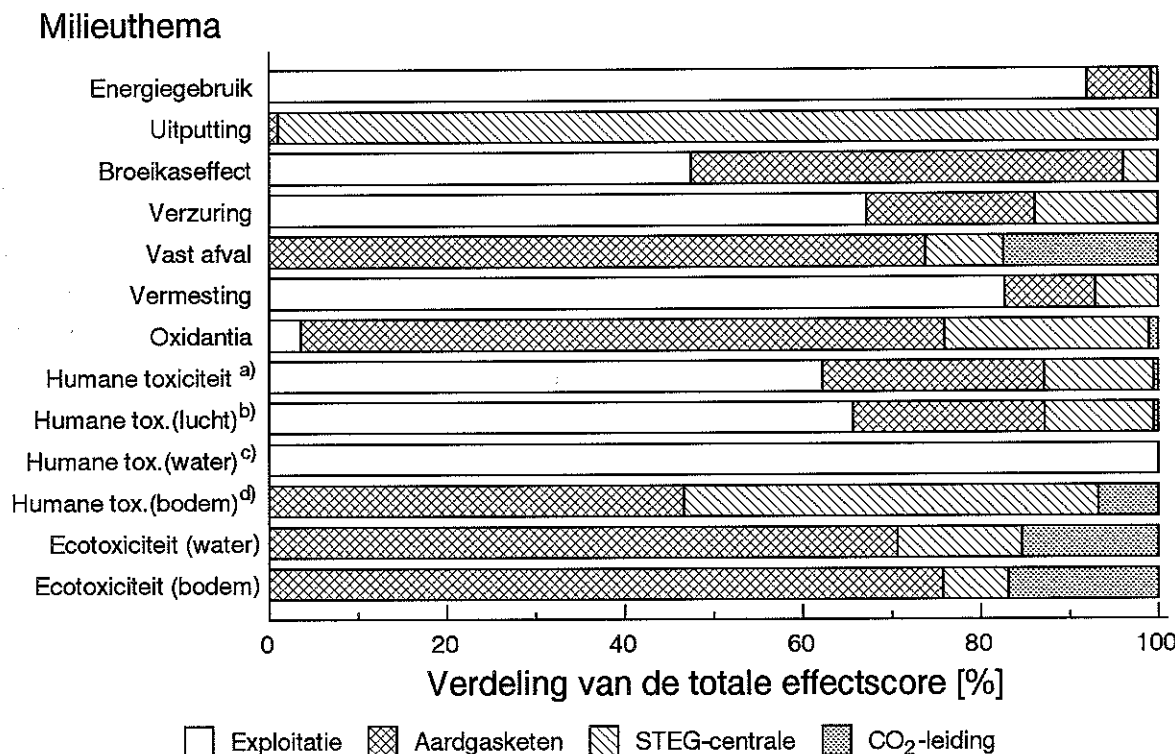
Milieuthema	Milieu-ingreep	Bijdrage aan effectscore [%]		Voornaamste proces of stadium
		(a)	(b)	
Energiegebruik ¹ Uitputting	Aardgas	99	99	Exploitatie
	Kopererts	86	86	Bouw
	Titaandioxide	13	13	Bouw
Broeikaseffect	CO ₂	97	80	Exploitatie/(energiegebruik voor reiniging & compressie) ⁴
	N ₂ O	<5	13	Exploitatie
Verzuring ¹	Methaan	<5	7	Gastransport/exploitatie
	NO _x	94	94	Exploitatie/energiegebruik voor bouw & sloop
	SO ₂	6	6	Energiegebruik voor bouw & sloop/exploitatie/staal
Vast afval (excl. stort)	Niet gespecificeerd	52	49	Staal
	Slib	37	42	Stalen buizen
	Slakken	5	<5	Aluminium/staal
Vermesting ¹	NO _x	100	53	zie verzuring
	MEA ³	-	47	Exploitatie
Oxidantia	Koolwaterstoffen	61	57	Energiegebruik voor bouw & sloop/staal
	Methaan	38	41	Gastransport/exploitatie
Humane toxiciteit (CML)	NO _x	87	90	zie verzuring
	SO ₂	7	6	zie verzuring
	CO ₂	5	<1	zie broeikaseffect
Humane toxiciteit (lucht) ^{2,a}	NO _x	64	86	zie verzuring
	CO ₂	29	5	zie broeikaseffect
	CO	<5	5	Exploitatie/energiegebruik voor bouw & sloop/staal
	MEA	-	100	Exploitatie
Humane toxiciteit (water) ^{2,b}	Olie	19	<1	Oliewinning/staal
	IJzer	15	<1	Staal
	Organische stoffen	12	<1	Oliewinning
	Koolwaterstoffen	12	<1	Oliewinning
	Nikkel	11	<1	Staal/aluminium
	PAK	7	<1	Staal
	Chroom	7	<1	Staal
	Kjeldahl-N	5	<1	Staal
	Afgewerkte olie	78	71	Cement
Humane toxiciteit (bodem)	Zinkrijke reststof	19	27	Staal
	Chroom	31	37	Staal
Ecotoxiciteit (water)	Kwik	19	20	Staal
	Olie	18	12	Oliewinning
	Koolwaterstoffen	11	7	Oliewinning
	Cadmium	8	8	Staal/aluminium
	Zinkrijke reststof	100	100	Staal
Ecotoxiciteit (bodem) ¹	Zinkrijke reststof	100	100	Staal

¹ Bijdragen van andere dan genoemde verbinding(en) zijn verwaarloosbaar.² Extra berekeningsvarianten gebaseerd op (a) MAC-waarden en (b) standaardwaarden van het Waterbesluit.³ Waterverontreiniging.⁴ Als gevolg van CO₂-verwijdering speelt deze bijdrage ook een significante rol.

a. STEG zonder CO₂-verwijdering en -opslag



b. STEG met CO₂-verwijdering en -opslag



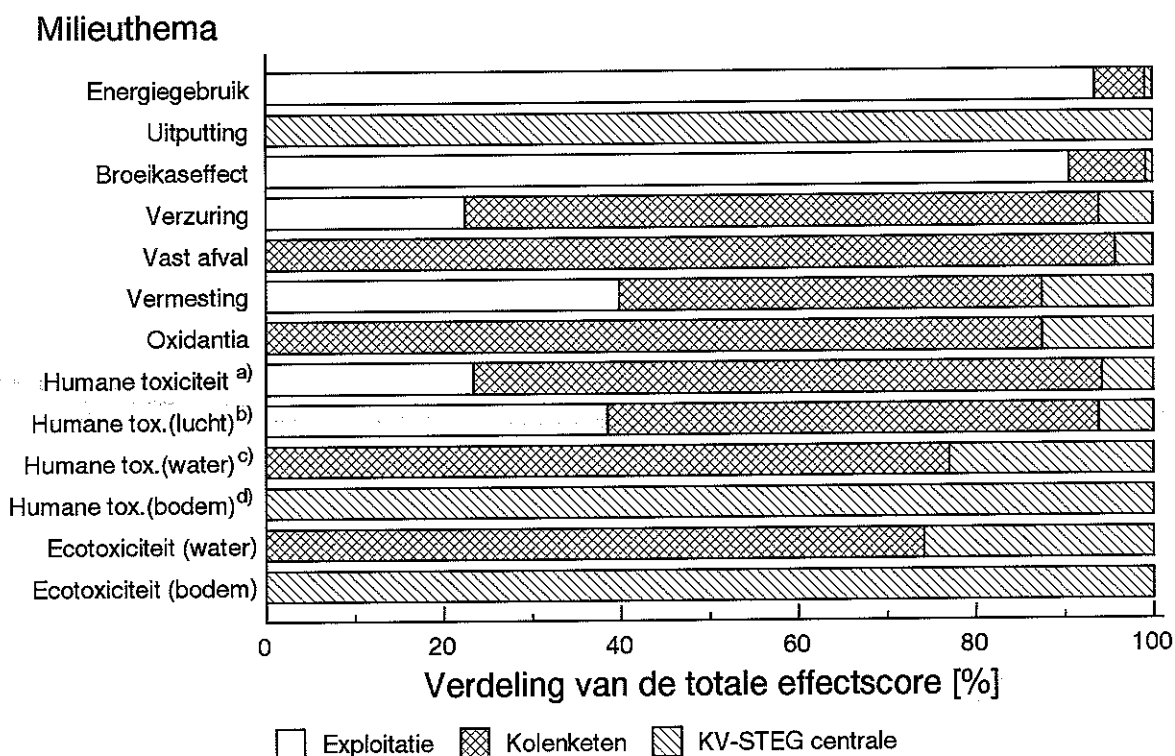
Figuur 6.2 *Relatieve bijdrage van exploitatie, aardgasketen Yamal-Eemshaven, STEG-centrale en eventuele CO₂-leiding aan de totale effectscore van de milieuthema's*
^a [7], ^b [68], ^c [69], ^d [7]

Tabel 6.2 Voornaamste bijdragen aan de totale effectscore van milieuthema's voor een STEG (a) zonder c.q. (b) met CO₂-verwijdering (gastransport vanaf Yamal)

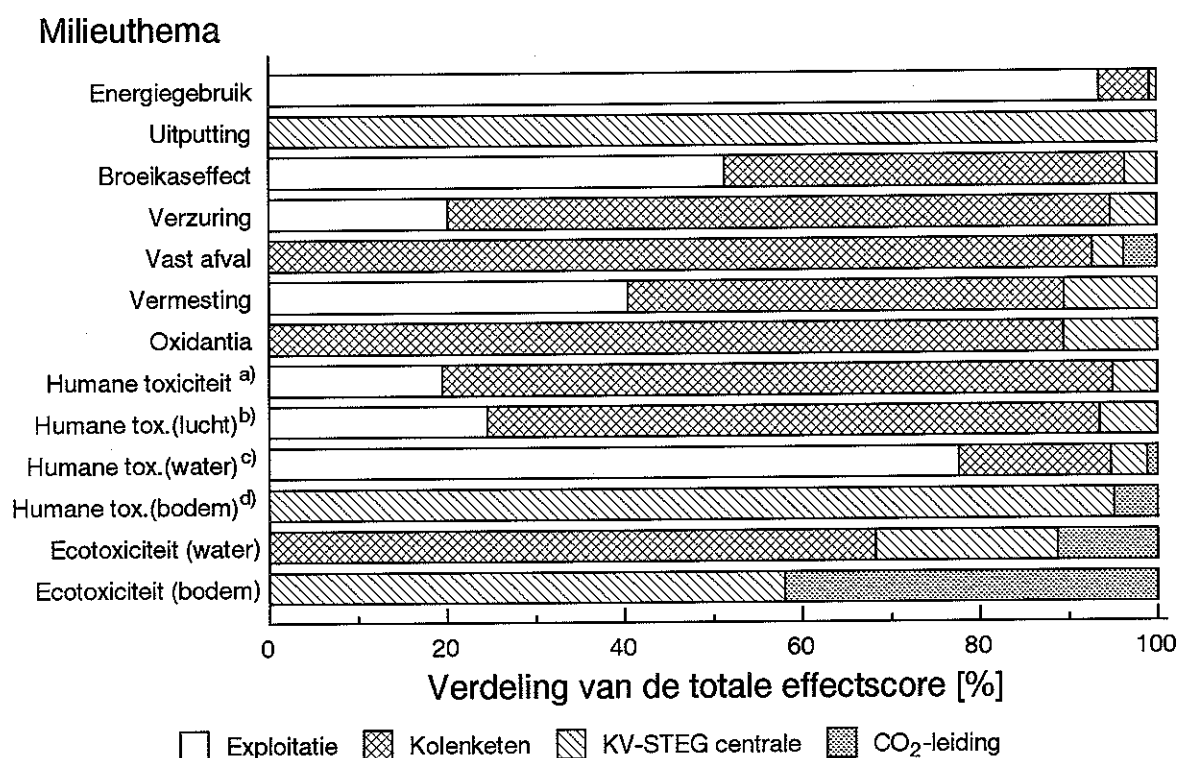
Milieuthema	Milieu-ingreep	Bijdrage aan effectscore [%]		Voornaamste proces of stadium
		(a)	(b)	
Energiegebruik ¹ Uitputting	Aardgas	99	99	Exploitatie
	Kopererts	86	82	Bouw ⁴
	Titaandioxide	13	13	Bouw
Broeikaseffect	CO ₂	94	74	Exploitatie/(energiegebruik voor reiniging & compressie) ⁵
	Methaan	<5	17	Exploitatie
Verzuring ¹	N ₂ O	<5	9	Gastransport/exploitatie
	NO _x	94	94	Exploitatie/energiegebruik voor reiniging & compressie en bouw & sloop
	SO ₂	6	6	Energiegebruik voor bouw & sloop/exploitatie/staal
Vast afval (excl. stort)	Niet gespecificeerd	48	47	Staal
	Slib	44	46	Stalen buizen
Vermesting ¹	NO _x	100	57	zie verzuring
	MEA ³	-	43	Exploitatie
Oxidantia	Methaan	67	69	Gastransport/exploitatie
	Koolwaterstoffen	32	29	Energiegebruik voor bouw & sloop/staal
Humane toxiciteit (CML)	NO _x	82	84	zie verzuring
	Methaan	8	8	Gastransport/exploitatie
	SO ₂	6	6	zie verzuring
Humane toxiciteit (lucht) ^{2,a}	NO _x	66	84	zie verzuring
	CO ₂	27	6	zie broeikaseffect
	CO	<5	5	Exploitatie/energiegebruik voor bouw & sloop/staal
	MEA	-	100	Exploitatie
Humane toxiciteit (water) ^{2,b}	IJzer	19	<1	Staal
	Nikkel	16	<1	Staal/aluminium
	Olie	13	<1	Oliewinning/staal
	Chroom	10	<1	Staal
	PAK	9	<1	Staal
	Organische stoffen	9	<1	Oliewinning
	Koolwaterstoffen	8	<1	Oliewinning
	Kjeldahl-N	6	<1	Staal
	Afgewerkte olie	64	58	Cement
Humane toxiciteit (bodem)	Zinkrijke reststof	34	41	Staal
	Chroom	39	42	Staal
Ecotoxiciteit (water)	Kwik	20	21	Staal
	Olie	11	8	Oliewinning
	Cadmium	9	9	Staal/aluminium
	Koolwaterstoffen	7	5	Oliewinning
	Nikkel	<5	5	Staal/aluminium
	Zinkrijke reststof	100	100	Staal
Ecotoxiciteit (bodem) ¹	Zinkrijke reststof	100	100	Staal

¹ Bijdragen van andere dan genoemde verbinding(en) zijn verwaarloosbaar.² Extra berekeningsvarianten gebaseerd op (a) MAC-waarden en (b) standaardwaarden van het Waterbesluit.³ Waterverontreiniging.⁴ CO₂-verwijdering resulteert in een toename van het capaciteitsbeslag op de aardgasketen (wat leidt tot een hogere bijdrage van ijzererts aan het milieuthema uitputting).⁵ Als gevolg van CO₂-verwijdering speelt deze bijdrage ook een significante rol.

a. KV-STEG zonder CO₂-verwijdering en -opslag



b. KV-STEG met CO₂-verwijdering en -opslag



Figuur 6.3 Relatieve bijdrage van exploitatie, kolenketen, KV-STEG centrale en eventuele CO₂-leiding aan de totale effectscore van de milieuthema's
^a [7], ^b [68], ^c [69], ^d [7]

Tabel 6.3 Voornaamste bijdragen aan de totale effectscore van milieuthema's voor een KV-STEG
(a) zonder c.q. (b) met CO₂-verwijdering

Milieuthema	Milieu-ingreep	Bijdrage aan effectscore [%]		Voornaamste proces of stadium
		(a)	(b)	
Energiegebruik ¹	Steenkool	95	95	Exploitatie
	Aardolie	5	5	Transport (stookolie)
Uitputting Broeikas-effect ²	Kopererts	100	99	Bouw
	CO ₂	95	76	Exploitatie/(transport (stookolie)/elektriciteits-opwekking in Australië) ⁴
Verzuring ¹	Methaan	<5	19	Kolenwinning
	N ₂ O	<5	5	Exploitatie
	SO ₂	59	58	Transport (stookolie)/exploitatie
	NO _x	41	42	Transport (stookolie)/exploitatie/energiegebruik voor bouw & sloop (diesel)
Vast afval (excl. stort)	Vliegias	96	93	Elektriciteitsopwekking in Australië
Vermesting ¹ Oxidantia ^{1,2}	NO _x	100	100	zie verzuring
	Koolwaterstoffen	64	63	Transport (stookolie)/energiegebruik voor bouw & sloop (diesel)
Humane toxiciteit (CML)	Methaan	36	37	Kolenwinning
	SO ₂	57	58	zie verzuring
	NO _x	37	38	zie verzuring
Humane toxiciteit (lucht) ^{3,a}	NO _x	41	49	zie verzuring
	SO ₂	33	38	zie verzuring
	CO ₂	18	<5	zie broeikas-effect
	Stof	5	6	Overslag van kolen
	Humane toxiciteit (water) ^{3,b}	Selexol	-	78
Humane toxiciteit (bodem)	Olie	36	8	Oliewinning
	Organische stoffen	24	5	Oliewinning
	Koolwaterstoffen	24	5	Oliewinning
	Zuur	7	<5	Oliewinning
	Afgewerkte olie	90	86	Cement
	Zinkrijke reststof	7	12	Staal
Ecotoxiciteit (water)	Olie	54	49	Oliewinning
	Koolwaterstoffen	36	32	Oliewinning
	Kwik	5	6	Staal
	Chroom	<1	6	Staal
Ecotoxiciteit (bodem) ¹	Zinkrijke reststof	100	100	Staal

¹ Bijdragen van andere dan genoemde verbinding(en) zijn verwaarloosbaar.

² Uitgaande van dagbouw voor kolenwinning zijn de percentages (a ; b) als volgt:

- broeikas-effect: CO₂ (99% ; 92%) en N₂O (<5% ; 6%);

- oxidantia: koolwaterstoffen (95% ; 95%) en methaan (5% ; 5%).

³ Extra berekeningsvarianten gebaseerd op (a) MAC-waarden en (b) standaardwaarden van het Waterbesluit.

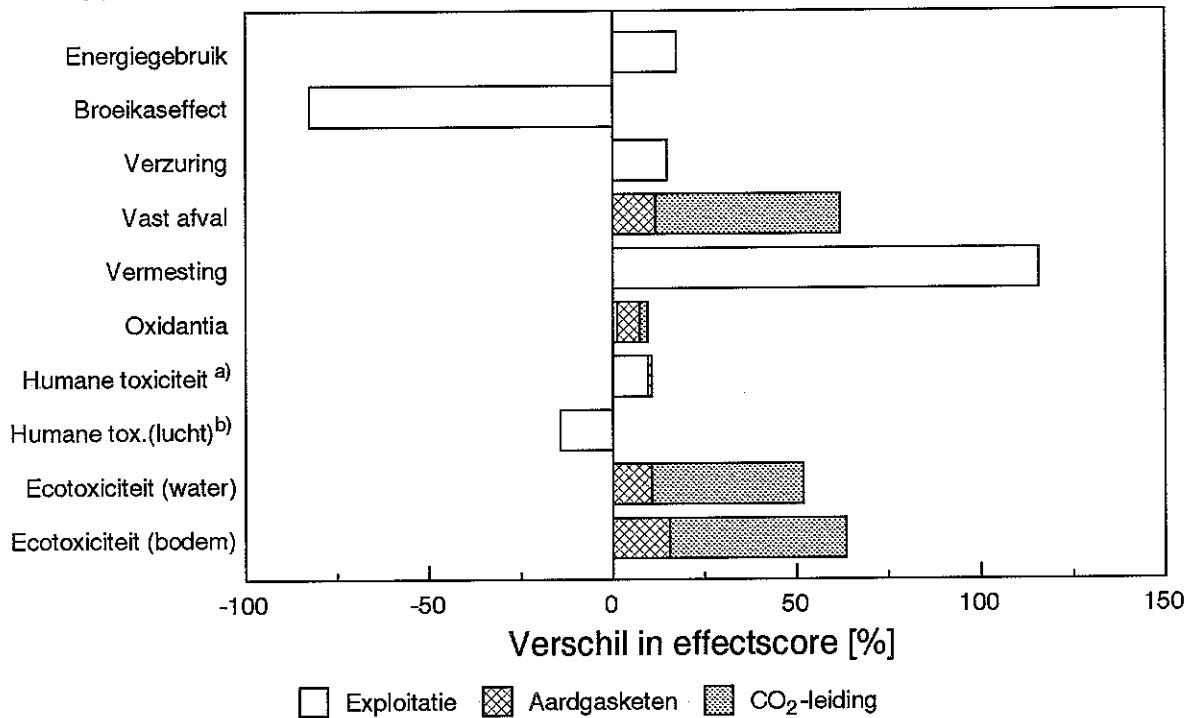
⁴ Als gevolg van CO₂-verwijdering spelen deze bijdragen ook een significante rol.

6.2.2 Verbeteringsoptie STEG

De verbeteranalyse van een STEG wijst uit dat CO₂-verwijdering en -opslag niet alleen resulteert in een afname van het broeikaseffect, maar ook in een toename van een groot aantal milieu-effecten. Het verschil in milieuprofiel van een STEG met CO₂-verwijdering en -opslag ten opzichte van een STEG zonder CO₂-verwijdering wordt in de figuren 6.4 (STEG waarbij transport vanaf Troll plaatsvindt, afgekort STEG (Troll)) en 6.5 (STEG waarbij transport vanaf Yamal plaatsvindt, afgekort STEG (Yamal)) geïllustreerd. In deze figuren worden de relatieve effectscores opgesplitst naar exploitatie, aardgasketen en CO₂-pijpleiding. De relatieve effectscores die kleiner zijn dan 1%, worden in deze figuren verwaarloosd. De waargenomen effecten kunnen herleid worden uit de tabellen 6.1 en 6.2.

Uit de figuren 6.4 en 6.5 blijkt dat CO₂-verwijdering en -opslag logischerwijs leidt tot een aanzienlijke afname in het broeikaseffect, 82% en 74% voor respectievelijk STEG (Troll) en STEG (Yamal). Tevens is de effectscore van het milieuthema humane toxiciteit voor lucht afgenomen, 14% en 10% voor respectievelijk STEG (Troll) en STEG (Yamal). Dit komt, omdat CO₂ door de gekozen methodiek ook aan dit milieuthema bijdraagt. Daarentegen zijn de effecten van alle overige milieuthema's toegenomen, variërend van ongeveer 15 tot 115%. De toename in de effectscore van uitputting is echter kleiner dan 1% en wordt derhalve verwaarloosd. Verder is het milieuthema aquatische humane toxiciteit niet opgenomen in de figuren, omdat de toename in de effectscore door het gebruik van MonoEthanolAmine (MEA) in verhouding tot de overige milieu-effecten te omvangrijk is (circa 250.000% voor STEG (Troll) en 150.000% voor STEG (Yamal)). Deze stof is trouwens ook verantwoordelijk voor de sterke stijging bij vermisting. De toegenomen milieu-effecten zijn te wijten aan de 8,5%-punt rendementsdaling van een STEG met CO₂-verwijdering en -opslag door chemische absorptie en CO₂-compressie. Door deze rendementsdaling neemt het capaciteitsbeslag op de aardgasketen toe van 3,0 naar 3,5% voor STEG (Troll) en van 2,0% naar 2,4% voor STEG (Yamal). Daarnaast betekent deze rendementsdaling een hoger energiegebruik, resulterend in een verhoogde uitstoot. Ten slotte voorziet ook de productie van de CO₂-pijpleiding in een toename van een aantal milieu-effecten. Overigens zijn bij gebrek aan gegevens in deze berekening de emissiefactoren voor de bouw/sloop van de elektriciteitscentrale, ondanks de bouw van bijvoorbeeld een gasscheidingsinstallatie, niet aangepast.

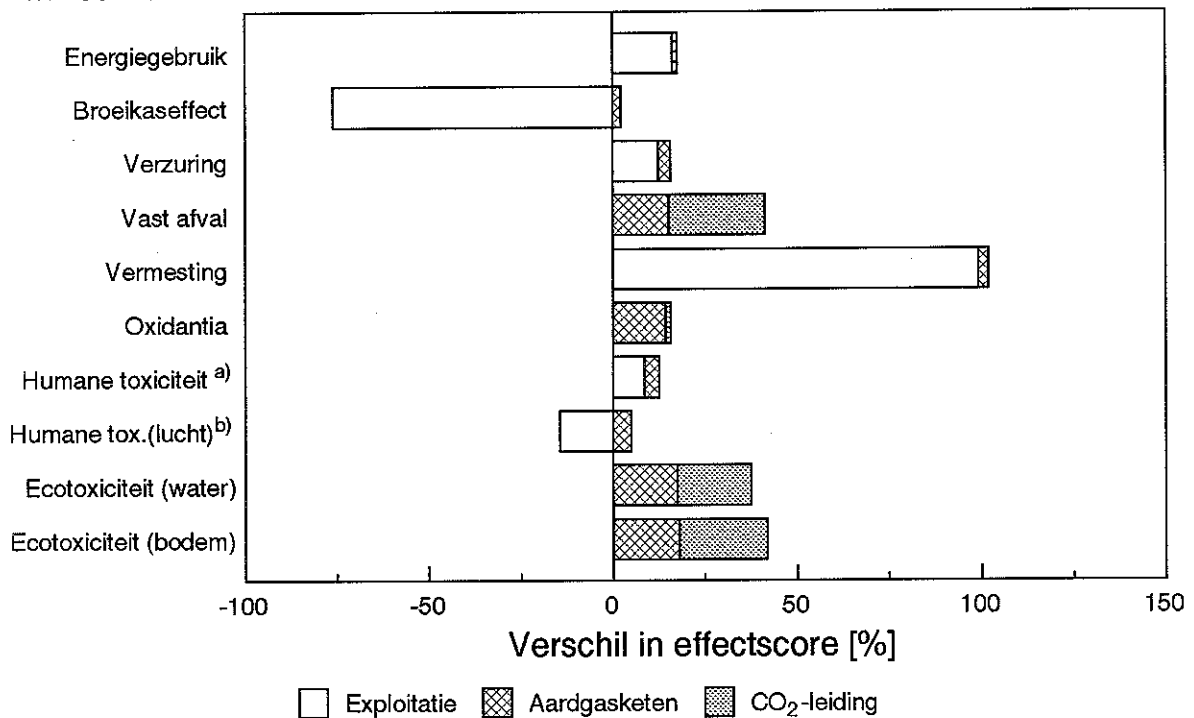
Milieuthema



Figuur 6.4 *Vershil in milieuprofiel van een STEG met ten opzichte van een STEG zonder CO₂-verwijdering en -opslag (gastransport vanaf Troll)*

^a [7], ^b [68], ^c [69], ^d [7]

Milieuthema



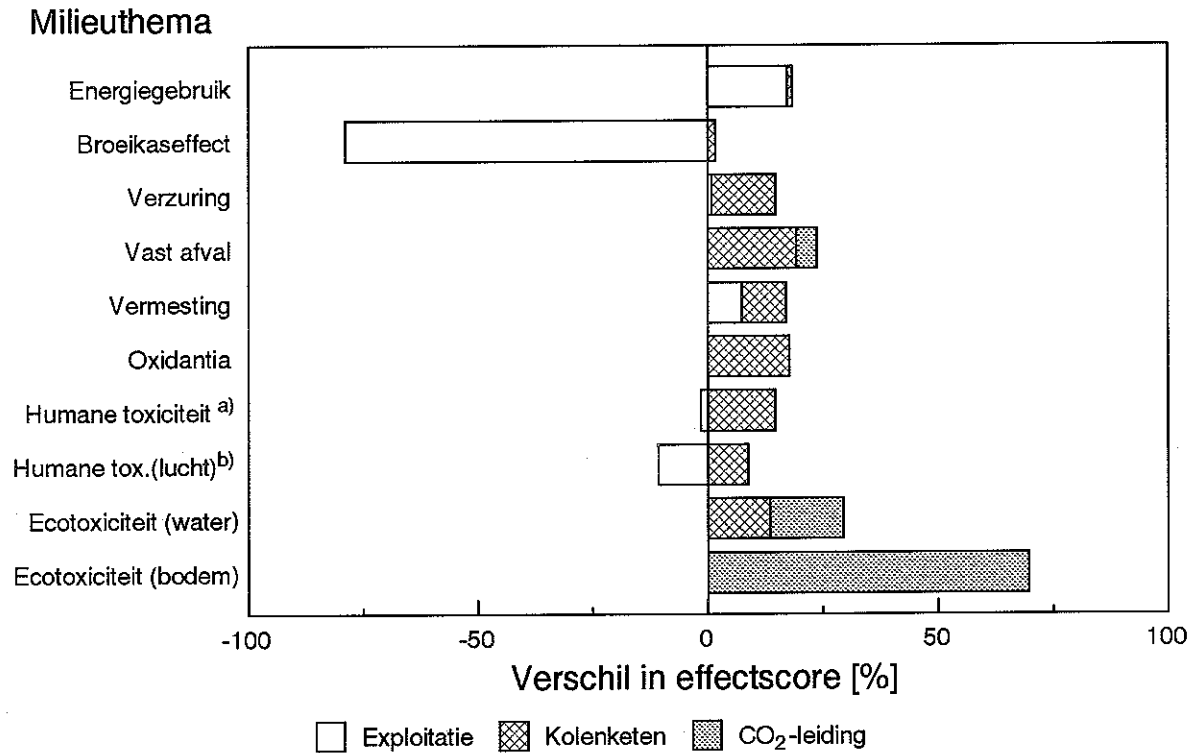
Figuur 6.5 *Vershil in milieuprofiel van een STEG met ten opzichte van een STEG zonder CO₂-verwijdering en -opslag (gastransport vanaf Yamal)*

^a [7], ^b [68], ^c [69], ^d [7]

6.2.3 Verbeteringsoptie KV-STEG

Het toepassen van CO₂-verwijdering en -opslag als verbeteringsoptie leidt niet alleen tot een aanzienlijke afname van het broeikaseffect, maar ook hier tot een toename van een groot aantal milieu-effecten. Het verschil in milieuprofiel van een KV-STEG met CO₂-verwijdering en -opslag ten opzichte van een KV-STEG zonder CO₂-verwijdering wordt in figuur 6.6 geïllustreerd. In deze figuur worden de relatieve effectscores opgesplitst naar exploitatie, kolenketen en CO₂-pijpleiding. De relatieve effectscores die kleiner zijn dan 1% worden in deze figuur verwaarloosd. De waargenomen effecten kunnen herleid worden uit tabel 6.3.

Uit figuur 6.6 blijkt dat de bijdrage aan het broeikaseffect met 77% is gedaald door CO₂-verwijdering en -opslag. Tevens is de effectscore van het milieuthema humane toxiciteit voor lucht afgenomen met 2%. Daarentegen zijn de effecten van alle overige milieuthema's toegenomen, variërend van ongeveer 10 tot 70%. De toename in de effectscore van uitputting is echter kleiner dan 1% en wordt derhalve verwaarloosd. Verder is het milieuthema aquatische humane toxiciteit niet opgenomen in deze figuur, omdat de toename in de effectscore door het gebruik van Selexol in verhouding tot de overige milieu-effecten te omvangrijk is (450%). De toegenomen milieu-effecten zijn te wijten aan de 7.5%-punt rendementsdaling van een KV-STEG met CO₂-verwijdering en -opslag door fysische absorptie en CO₂-compressie. Door deze rendementsdaling neemt het gebruik van de hoeveelheid kolen met circa 20% toe. Daarnaast betekent deze rendementsdaling een hoger energiegebruik, resulterend in een verhoogde uitstoot. Ten slotte voorziet ook de produktie van de CO₂-pijpleiding in een toename van een aantal milieu-effecten. Overigens zijn bij gebrek aan gegevens in deze berekening de emissiefactoren voor de bouw/sloop van de elektriciteitscentrale, ondanks de bouw van bijvoorbeeld een gasscheidingsinstallatie, niet aangepast.



Figuur 6.6 *Vershil in milieuprofiel van een KV-STEG met ten opzichte van een KV-STEG zonder CO₂-verwijdering en -opslag*

^a [7], ^b [68], ^c [69], ^d [7]

6.3 Evaluatie

Momenteel ontbreekt een milieu-index om de thema's te aggregeren naar één milieumaat [1]. De effectiviteit op de milieubelasting van verbeterings-optie CO₂-verwijdering en -opslag kan dus niet worden berekend. Wel kunnen voorlopig op grond van het Nederlandse energie- en grondstoffengebruik en de Nederlandse emissiefactoren de effectscores van de vijf belangrijkste milieuthema's (energiegebruik, uitputting, broeikaseffect, verzuring en vast afval) worden genormaliseerd volgens het protocol van de vakgroep Natuurwetenschap en Samenleving [9]. Op deze manier wordt de vergelijkbaarheid van de verschillende milieuthema's vergroot en kan een indicatie van de prioriteit van deze milieu-effecten worden verkregen. Hierbij moet echter opgemerkt worden dat veel emissies *niet* in Nederland plaatsvinden. In deze studie worden de genormaliseerde effectscores berekend met behulp van vergelijking 6.1. Uit oogpunt van presentatie zijn de resultaten met een factor ((Nederlands elektriciteitsverbruik/elektriciteitsproductie) x 1000) vermenigvuldigd, zodat de uitkomsten in de buurt van 1 liggen.

$$\text{Effectscore}_{(\text{genormaliseerd})} = \frac{\text{effectscore}_{((\text{KV-})\text{STEG})}}{\text{effectscore}_{(\text{Nederland})}} \times \text{Nederlands elektriciteitsverbruik/elektriciteitsproductie}_{((\text{KV-})\text{STEG})} \times 1000 \quad (6.1)$$

waarbij het Nederlandse elektriciteitsverbruik in 1992 79,93 TWh [71] bedraagt. De elektriciteitsproductie van de (KV-)STEG is gelijk gesteld aan de functionele eenheid, 1 TWh.

In tabel 6.4 worden de effectscores van de belangrijkste milieuthema's voor zowel conventionele als verbeterde STEG waarbij het gastransport vanaf Troll dan wel Yamal plaatsvindt, per functionele eenheid weergegeven. De effectscores die betrekking hebben op zowel conventionele als verbeterde KV-STEG en de Nederlandse situatie¹¹ per jaar zijn opgenomen in tabel 6.5 [72,73,74,75]. Voor de genormaliseerde waarden van STEG en KV-STEG wordt verwezen naar respectievelijk tabel 6.6 en 6.7.

Tabel 6.4 *Effectscores van zowel conventionele als verbeterde STEG per functionele eenheid, waarbij gastransport vanaf Troll dan wel Yamal plaatsvindt*

Milieuthema	Eenheid	Conventioneel (Troll)	Verbeterd (Troll)	Conventioneel (Yamal)	Verbeterd (Yamal)
Energiegebruik	TJ	5.100	6.000	6.100	7.100
Uitputting ¹	10 ³	660	670	670	670
Broeikasewffect ²	kton	370	66	410	110
Verzuring ³	ton	260	300	310	360
Vast afval ⁴	ton	58	94	120	170

¹ Dimensieloos als gevolg van de weegfactor (1/voorraad (kg)).

² In CO₂-equivalenten (Global Warming Potential 100) [7].

³ In SO₂-equivalenten (Acidification Potential) [7].

⁴ Procesafval.

Tabel 6.4 *Effectscores van zowel conventionele als verbeterde KV-STEG per functionele eenheid en de Nederlandse situatie per jaar*

Milieuthema	Eenheid	Conventioneel	Verbeterd	Nederland
Energiegebruik	TJ	8.700	10.000	2.750·10 ³
Uitputting ¹	10 ³	860	860	110·10 ⁶
Broeikasewffect ^{2,3}	kton	790	180	206·10 ³
Verzuring ⁴	ton	1.300	1.500	988·10 ³
Vast afval ⁵	ton	620	770	1.090·10 ³

¹ Dimensieloos als gevolg van de weegfactor (1/voorraad (kg)).

² In CO₂-equivalenten (Global Warming Potential 100) [7].

³ Uitgaande van dagbouw voor kolenwinning is de effectscore voor een conventionele en een verbeterde KV-STEG respectievelijk 760 en 150 kton.

⁴ In SO₂-equivalenten (Acidification Potential) [7].

⁵ Vliegias (elektriciteitsopwekking in Australië) en procesafval. Het aandeel vliegias in de totale effectscore is aanzienlijk, namelijk 96% en 93% voor respectievelijk een conventionele en een verbeterde KV-STEG (zie tabel 7.3).

¹¹ De Nederlandse effectscore is gebaseerd op de basisjaren 1990 en 1991 [72-75].

Tabel 6.6 *Genormaliseerde waarden van zowel conventionele als verbeterde STEG waarbij gastransport vanaf Troll dan wel vanaf Yamal plaatsvindt*

Milieuthema	Conventioneel (Troll)	Verbeterd (Troll)	Conventioneel (Yamal)	Verbeterd (Yamal)
Energiegebruik	150	170	180	210
Uitputting	0,48	0,48	0,48	0,49
Broeikasewffect	150	26	160	42
Verzuring	21	25	25	29
Vast afval ¹	0,43	0,69	0,88	1,3

¹ Procesafval.

Tabel 6.7 *Genormaliseerde waarden van zowel conventionele als verbeterde KV-STEG*

Milieuthema	Conventioneel	Verbeterd
Energiegebruik	250	300
Uitputting	0,62	0,63
Broeikasewffect ¹	310	70
Verzuring	110	120
Vast afval ²	4,5	5,6

¹ Uitgaande van dagbouw voor kolenwinning is de genormaliseerde waarde voor een conventionele en een verbeterde KV-STEG respectievelijk 300 en 60.

² Vliegias (elektriciteitsopwekking in Australië) en procesafval.

Uit tabellen 6.6 en 6.7 blijkt dat voor (KV-)STEG de milieuthema's energiegebruik en broeikasewffect de hoogste prioriteit hebben, gevolgd door het milieuthema verzuring. In de verbeteringsanalyses wordt het broeikasewffect sterk teruggedrongen door de CO₂-verwijdering en -opslag. Daarentegen nemen het energiegebruik en de verzuring toe. Een lage prioriteit hebben de milieuthema's uitputting en vast afval. Hierbij moet wel opgemerkt worden dat de KV-STEG voor vast afval een hogere genormaliseerde waarde heeft dan de STEG. Deze hogere genormaliseerde waarde wordt veroorzaakt door het grote aandeel¹² vliegias dat vrijkomt bij de elektriciteitsopwekking in Australië.

De normeringsmethode geeft voor de STEG dan wel KV-STEG in het algemeen een redelijk overzicht wat aan het verwachtingspatroon voldoet. De reden hiervoor is dat het gebruik van fossiele brandstoffen tijdens de exploitatie resulteert in een hoge prioriteit voor het energiegebruik en de daarmee samenhangende energie-gerelateerde milieu-effecten.

¹² Het aandeel vliegias in de totale effectscore is aanzienlijk, namelijk 96% en 93% voor respectievelijk een conventionele en een verbeterde KV-STEG (zie tabel 6.3).

6.4 Tekortkomingen

Tekortkomingen zijn geconstateerd op het gebied van het software-pakket, de inventarisatie en de normering in zowel de classificatie- als de evaluatiefase [1]. In deze studie zijn met name de knelpunten in het software-pakket en de inventarisatiefase van belang.

Software-pakket SimaPro 2.1

De voornaamste beperking van het software-pakket SimaPro 2.1 is gelegen in de incomplete opties voor afvalverwerking (stort, verbranding, recycling, hergebruik). Zo kan bij uitvoering van een levenscyclusanalyse een percentage voor deze afvalverwerkingsopties ingevoerd worden, maar dit percentage wordt dan wel toegepast op *alle* benodigde materialen die opgenomen zijn in de betreffende 'assemblies' [10]. De nieuwe versie SimaPro 3.0 beschikt echter over een verbeterde aanpak van de afvalverwerkingsopties [76]. Daarnaast is een gevoeligheidsanalyse slecht uitvoerbaar, omdat dit software-pakket geen mogelijkheden biedt om op een eenvoudige manier een aantal scenario's met verschillende processamenstellingen te vergelijken. De oorzaak hiervan is een door de vele aftakkingen onoverzichtelijke procesboom, zodat elk proces op een eventuele aanpassing gecontroleerd moet worden.

Inventarisatie

Het databestand is de meest cruciale tekortkoming in deze studie. Voor veel processen zijn namelijk geen dan wel verouderde (kwalitatieve) gegevens beschikbaar. Huidige (en toekomstige) milieumaatregelen bij deze processen worden dan ook niet altijd meegenomen. Ook zijn soms alleen de energiekentallen bekend en worden de overige emissiefactoren buiten beschouwing gelaten (bijvoorbeeld de productie van koper). Daarnaast is het moeilijk om exacte gegevens over productieprocessen en materiaalgebruik te achterhalen in verband met vertrouwelijkheid. Voorts kunnen de uitkomsten beïnvloed worden door veronderstellingen/afbakeningen zoals vervoersafstanden, keuze van (een gewogen mix) productieprocessen en benodigde materialen. Ten slotte vormt de allocatie van emissiefactoren bij meervoudige processen een probleem (bijvoorbeeld de productie van staal; hierbij worden naast staal ook gassen, slak etc. geproduceerd). In [6] worden aan de hand van het productieproces van staal een aantal van bovengenoemde hiaten in de inventarisatiefase nader uiteengezet, aangezien dit proces een belangrijke rol speelt in de levenscyclusanalyse van windturbines.

Normering (classificatie/evaluatie)

Ondanks het feit dat aggregatie van de milieu-effecten naar één milieumaat nog steeds een probleem is, geven de genormaliseerde effectscores van de belangrijkste milieuthema's (zie paragraaf 6.3) een indicatie van de prioriteitenstelling. In ieder geval wordt in deze studie een indruk van de relatieve bijdrage per levensfase aan de totale milieubelasting van een STEG en een KV-STEG verkregen, ook al staan er classificatiefactoren binnen een aantal milieuthema's (nog) ter discussie [1]. Dat een deel van de milieubelasting niet in Nederland plaatsvindt, kan in deze case-studie de conclusie niet wezenlijk beïnvloeden.

7. CONCLUSIES

Rekening houdend met de tekortkomingen op het gebied van het software-pakket, de inventarisatie en de normering in zowel de classificatie- als de evaluatiefase kunnen met betrekking tot deze LCA-studie de volgende conclusies worden getrokken. De resultaten geven voornamelijk een indruk van de relatieve bijdrage per levensfase aan de totale milieubelasting van een STEG en KV-STEG. Per milieuthema zijn effectscores berekend, maar aggregatie van de milieu-effecten naar één milieumaat is nog steeds een probleem.

- CO₂-verwijdering en -opslag leidt tot een aanzienlijke daling van de bijdrage aan het broeikaseffect en een geringe afname in de hier gepresenteerde berekeningsvariant¹³ humane toxiciteit voor lucht, respectievelijk 82% en 14% voor STEG (Troll)¹⁴, 74% en 10% voor STEG (Yamal)¹⁵, en 77% en 2% voor KV-STEG. Daarentegen zijn alle overige milieu-effecten¹⁶ toegenomen. De toename van deze milieu-effecten met uitzondering van de berekeningsvariant humane toxiciteit voor water, varieert van ongeveer 15% tot 115% voor STEG en 10 tot 70% voor KV-STEG. Deze toename in de effectscores is te wijten aan de rendementsdaling (8,5% voor STEG en 7,5% voor KV-STEG) en de produktie van een CO₂-pijpleiding. Daarnaast is de effectscore van de variant humane toxiciteit voor water sterk toegenomen door het gebruik van chemisch absorbens MonoEthanolAmine (STEG) en fysisch absorbens Selexol (KV-STEG), te weten circa 250.000% voor STEG (Troll), 150.000% voor STEG (Yamal) en 450% voor KV-STEG. De toename in effectscore van uitputting is verwaarloosbaar, namelijk 1%.
- De normalisatie van de effectscores, op grond van het Nederlandse energie- en grondstoffengebruik en de Nederlandse emissiefactoren, wijst uit dat de milieuthema's energiegebruik, broeikaseffect en verzuring als prioriteit moeten worden beschouwd. In de verbeteranalyses wordt de bijdrage aan het broeikaseffect sterk teruggedrongen door CO₂-verwijdering en -opslag. Daarentegen nemen het energiegebruik en de verzuring toe. Deze normeringsmethode geeft aan dat uitputting en vast afval een lage prioriteit hebben.
- De gestroomlijnde levenscyclusanalyse die nu in het software-programma SimaPro beschikbaar is, kan gebruikt worden voor vergelijking met andere elektriciteitsproductieprocessen of voor het doorrekenen van

¹³ Twee extra berekeningsvarianten voor humane toxiciteit (lucht en water) zijn toegevoegd om een beter inzicht in dit milieuthema te verkrijgen. Deze berekeningsvarianten zijn gebaseerd op MAC-waarden [68] voor lucht en standaardwaarden van het Waterleidingsbesluit [69] voor water.

¹⁴ Gastransport vindt plaats vanaf Troll.

¹⁵ Gastransport vindt plaats vanaf Yamal.

¹⁶ Energiegebruik, verzuring, vast afval, vermesting, oxidantia, humane toxiciteit, variant humane toxiciteit voor water, aquatische en terrestrische ecotoxiciteit (water/bodem). Het milieuthema ozonlaagaantasting is niet meegenomen in de case-studies, omdat het gebruik van trichloorethaan - de enige CFK-emissie in deze analyses - volgens het EG-reductieschema per 1 januari 1996 met 100% gereduceerd moet zijn [70].

andere dan de hier genoemde verbeteranalyse en updates op basis van meer recente gegevens.

REFERENTIES

- [1] I.C. Kok: *Milieugerichte levenscyclusanalyses in energie-gerelateerde onderzoeksplanning, Hoofdrapport van vier case-studies toegespitst op energieconversiesystemen*. Petten, ECN, ECN-C--95-048, februari 1996.
- [2] R. Blackstone, R.C.J. de Vos (red.): *Energieonderzoek Centrum Nederland Jaarverslag 1993*. Petten, ECN, 1994.
- [3] *ENGINE: Het ECN-programma gericht op een schone, veilige en duurzame energievoorziening*. Petten, ECN, ECN-B--91-001, 1991.
- [4] F.M.J.A. Diepstraten: *Integraal Ketenbeheer, Een verkenning*. Petten, ECN, ECN-I--93-022, juni 1993.
- [5] I.C. Kok: *Milieugerichte levenscyclusanalyse van een gesmolten carbonaat brandstofcel, Een analyse van een ER-MCFC voor elektriciteitsopwekking*. Petten, ECN, ECN-C--95-049, februari 1996.
- [6] I.C. Kok: *Milieugerichte levenscyclusanalyses van windturbines*. Petten, ECN, ECN-C--95-050, februari 1996.
- [7] R. Heijungs et al.: *Handleiding Milieugerichte levenscyclusanalyses van produkten*. Leiden, Centrum voor Milieukunde, NOH rapport 9253, oktober 1992.
- [8] R. Heijungs et al.: *Achtergronden Milieugerichte levenscyclusanalyses van produkten*. Leiden, Centrum voor Milieukunde, NOH rapport 9254, oktober 1992.
- [9] M. van Brummelen, B. van Engelenburg, E. Nieuwlaar: *Methodology for the Life-Cycle Assessment of Energy Technologies*. Utrecht, Vakgroep Natuurwetenschap en Samenleving, Universiteit Utrecht, rapport 94024, 1994.
- [10] M.J. Goedkoop et al.: *Handleiding SimaPro 2.0*. Amersfoort, PRé Consultants, juli 1993.
- [11] A.B.J. Oudhuis: *Inventarisation of techniques for CO₂ removal from fuel gas or reformer gas*. Petten, ECN, ECN-C--92-043, juli 1992.
- [12] K. Blok: *Final report of the Integrated Research Programme on Carbon Dioxide Recovery and Storage*. Report 92063, Department of Science Technology and Society, Utrecht University, Utrecht, January 1993.
- [13] R. van Ree: *Carbon Dioxide: Problem Matter or Inexpensive Raw Material? An inventory of technologies for the usage and disposal of CO₂*. Report ECN-I-93-037, Netherlands Energy Research Foundation ECN, Petten, December 1993.
- [14] I.C. Kok: *Procesgegevens van uitgevoerde milieugerichte levenscyclusanalyses*. Petten, ECN, februari 1996 (bijlage).
- [15] Modern Power Systems, oktober 1993, 17-19.

- [16] J.J. Veenema: *Rendementsontwikkeling in de elektriciteitsproductie*. Energietechniek, februari 1993, 92-96.
- [17] A. Williams, M. Argiri: *Developments in fossil fuel electricity generation*. Nuclear Energy, oktober 1993, 311.
- [18] J.P. van Buijtenen: *Rendement gasturbines stijgt gestaag*. Energie- en Milieuspectrum, 6/7 1993, 27-29.
- [19] P. Lako, P.A. Okken, T. Kram: *Compilatie van technieken voor CO₂-verwijdering bij aardgas- en kolengestookte centrales en voor waterstofproductie*. Petten, ECN, ECN-C--92-064, oktober 1992.
- [20] H.-J. Schollmeyer, D. Wackertapf: *Gasbeschaffenheit und Gasmotoren*. Gas Erdgas, 132 (1991), 2, 66-71.
- [21] H. Torgard, T. Aven: *Norpipe to retain usefulness well beyond design life*. Oil & Gas Journal, 30 januari 1989, 71-75.
- [22] Oil & Gas Journal, 20 september 1993, 34.
- [23] Persoonlijke communicatie A. Røisli, Norske Shell, 1 februari 1994.
- [24] M.B. Korchemkin: *Russia's huge Gazprom struggles to adjust to new realities*. Oil & Gas Journal, 18 oktober 1993, 39-44.
- [25] G.F. Ulmishek, C.D. Masters: *Oil, gas resources estimated in the former Soviet Union*. Oil & Gas Journal, 13 december 1993, 59-62.
- [26] Oil & Gas Journal, 7 september 1992, 17-20.
- [27] C. Ebert, D. Picard, P. Pope, A. Rosland: *Methane emissions from oil and natural gas systems*. Proceeding International IPCC Workshop, Amersfoort, 3-5 februari 1993, 49.
- [28] V. Cocchi, e.a.: *Combined-cycle design improves unit efficiency*. Oil & Gas Journal, 22 mei 1989, 53-58.
- [29] Persoonlijke communicatie P. Wesenbeeck, NV Nederlandse Gasunie, 13 januari 1994.
- [30] K. Killerud: *Zeepipe construction progresses toward 1993 start-up*. Oil & Gas Journal, 4 mei 1992, 94-104.
- [31] Euroil, oktober 1993.
- [32] A.D. Koen, A.R. True: *World pipeline construction patterns shifting away from big North American gas lines*. Oil & Gas Journal, 10 februari 1992, 20.
- [33] Energietechniek, december 1993, 869.
- [34] *The offshore challenge*. Shell Briefing Service, 1993, nr. 2, 9.
- [35] R.J.C.F. Sluyter: *Zwavel in fossiele brandstoffen*. Kwartaalbericht milieustatistieken (CBS) jrg. 8, nr. 3, 1991, p. 20.

- [36] Persoonlijke communicatie B. Groeneveld, EPON, 10 maart 1994.
- [37] P. Lako, H.M. van Rij, K. Dwarshuis, R.J. Oosterheert: *Elektriciteit uit kernenergie, kolen of aardgas*. Petten, ECN, ECN-I--93-048, december 1993.
- [38] Milieu-Effect-Rapport Uitbreiding Eemscentrale met gasgestookte eenheden EC95/96, KEMA, januari 1991, p. 3.12.
- [39] Milieu-effectrapport WKC-Swentibold Deel II. KEMA, augustus 1993.
- [40] M. Stöhr: *N₂O in der Umwelt*. VGB Kraftwerkstechnik 73 (1993), 2, 169.
- [41] Milieu-effect-rapport DEMO KV/STEG Buggenum. KEMA, juli 1989.
- [42] Coal & Synfuels Technology, 15 november 1993, 5-6.
- [43] *IGCC for 46 per cent efficiency before 2000*. Modern Power Systems, november 1990m 69-77.
- [44] S. Kjaer, H. Koetzier, J. van Liere, I. Rasmussen: *New coal based power plant concepts - a comparison of efficiency, economy, environmental and operational aspects*. VGB Conferentie, Kolding, juni 1993.
- [45] G.D Zon: *Integrated Coal Gasification Combined Cycle (ICGCC)*. Energietechniek, februari 1993, 78-82.
- [46] Shell Venster, januari/februari, 3-6.
- [47] Milieu-effectrapport Structuurschema Elektriciteitsvoorziening deel I: ontwerp - planologische kernbeslissing. KEMA, mei 1992.
- [48] Energietechniek, november 1993, 744.
- [49] Coaltrans, januari 1989, 27-28.
- [50] U. Fritsch, L. Rausch, K.-H. Simon: *'Umweltwirkungsanalyse von Energiesystemen: Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS)'*. Öko-Institut, augustus 1989, 187.
- [51] K.B. Hogan: *Anthropogenic methane emissions in the United States, Estimates for 1990*. EPA, april 1993, 3-17 en 3-18.
- [52] CEC/US joint study on fuel cycle costs. Assessment of the external costs of the coal fuel cycle. Draft report, februari 1993.
- [53] Coal & Synfuels Technology, 22 november 1993, 1-2.
- [54] *Fugitive dust issues in the coal cycle*. Air Pollution Control Association, Pittsburgh, PA, 11-13 april 1983, 60-61.
- [55] R. Smit, E. Nieuwlaar: *Life Cycle Assessment of Integrated Coal Gasification with Combined Cycle*. ~~Draft report NWS RU Utrecht.~~
Utrecht, Valgroep Natuurwetenschap en Samenleving, Universiteit Utrecht,
Rapport 94021, 1994.

- [56] R.C. Rijkeboer, e.a.: *Wijziging brandstofmix. Een studie naar de gevolgen voor energiegebruik en emissie van een drastische wijziging van de verdeling benzine-diesel-LPG bij personen- en bestelwagens*. TNO-rapport 92.OR.VM.001.0/RR, oktober 1992, p. C-4/34.
- [57] Milieu-effectrapport DEMO KV/STEG Buggenum, KEMA, juli 1989.
- [58] *Assessment of the External Costs of the Coal Fuel Cycle*. CEC/US Joint Study on Fuel Cycle Costs, Draft position paper, februari 1993.
- [59] L.B. Clarke: *Management of by-products from IGCC power generation*. IEA Coal Research, mei 1991.
- [60] T. Kram, e.a.: *Koleninzetstudie*. Petten, ECN, ECN-C--91-072, november 1991.
- [61] H. Boer, W. van de Bos: *Kolenreststoffen, storten of verwerken*. Chemiewinkel RU Groningen, juni 1993.
- [62] J.W. Assink, L. Feenstra, F.H.M.M. van Langen, J.P.P. Tholen: *Afvalwaterzuivering bij kolenvergassing; een inventarisatie en evaluatie van de mogelijkheden*. TNO-Milieu en Energie, maart 1991.
- [63] B. Smit: *Chemische absorptie van CO₂ uit rookgassen*. Rapport 93023, Vakgroep Natuurwetenschap & Samenleving, Rijksuniversiteit Utrecht, mei 1993.
- [64] J.S. Ribberink, R. van Ree, et al.: *Studies on Integrated Gasification Combined Cycle with CO₂ removal*. ECN-CX-93-063, juli 1993.
- [65] O. Bolland, S. Saether: *New concepts for natural gas fired power plants which simplify the recovery of carbon dioxide*. Energy Convers. Mgmt 5-8 (1992), 467-475.
- [66] J.S. Ribberink, et al.: *Technical and cost evaluation study on power and CO₂ production in an Integrated Gasification Combined Cycle*. ECN-CX-92-060, juni 1992.
- [67] H. Koetzier, S.P.N. van Rijen, H. Bresser: *Berekeningen aan enkele complete systemen voor elektriciteitsproductie met CO₂-verwijdering, -transport en -opslag*. KEMA, juli 1992.
- [68] *Grenswaarden ademhalingslucht*. In: D. van de Berg en G.C.M. Korstjens (red.): *ARBO jaarboek 1994*. Amsterdam, NIA/Kluwer, ISBN 90-312-1049-8, 1994, p. 279-323.
- [69] *Waterbesluit*. Staatsblad van het koninkrijk der Nederlanden, stb. 220, april 1984.
- [70] CFK-commissie: *CFK Actieprogramma; een samenwerkingsproject van Overheid en Bedrijfsleven; Jaarrapportage 1992*. Tilburg, Projectbureau CFK, mei 1993.
- [71] *Elektriciteit in Nederland 1993*. Arnhem, Sep/EnergieNed, maart 1994.

- [72] *De nederlandse energiehuishouding jaarcijfers 1994, Energiebalansen.* Den Haag, Centraal Bureau voor de Statistiek, 1995.
- [73] *Algemene milieu (jaar)statistiek.* Den Haag, Centraal Bureau voor de Statistiek, 1992.
- [74] *Emissies in Nederland.* Den Haag, Ministerie van Volkshuisvesting Ruimtelijke Ordening en Milieubeheer, Publikatiereeks Emissieregistratie nr. 13, september 1993.
- [75] M. van Brummelen, E. Nieuwlaar: *Life cycle assessment of roof integrated solar cell systems.* Utrecht, Vakgroep Natuurwetenschap en Samenleving, Universiteit Utrecht, rapport 94023, december 1994.
- [76] *Informatie SimaPro 3.0.* Amersfoort, PRé product ecology Consultants, oktober 1994.

BIJLAGE A. EFFECTSCORES

In onderstaande tabellen worden de totale effectscores per milieuthema van zowel STEG als KV-STEG per functionele eenheid weergegeven. Deze effectscores worden berekend door milieu-ingrepen (bijlage B) met de betreffende weegfactor binnen een bepaald milieuthema (bijlage C) te vermenigvuldigen. In het hoofdrapport [1] wordt de classificatiemethode toegelicht. Humane toxiciteit (lucht) en humane toxiciteit (water) zijn in deze studie opgenomen als berekeningsvariant op het milieuthema humane toxiciteit.

Tabel A.1 *Effectscores van een STEG (a) zonder c.q. (b) met CO₂-verwijdering en -opslag per functionele eenheid [TWh], waarbij het gastransport vanaf Troll plaatsvindt*

Milieuthema	Weegfactor ⁴	Eenheid	STEG (a)	STEG (b)
Energiegebruik	MJ	TJ	5.100	6.000
Uitputting	1/voorraad	10 ³	660	670
Broeikaseneffect	GWP 100	kton	370	66
Verzuring	AP	ton	260	300
Vast afval ¹	kg	ton	58	94
Vermesting	NP	ton	46	100
Ozonlaagaantasting ³	ODP	g	340	630
Oxidantia	POCP	kg	6.600	7.300
Humane toxiciteit	HCL,HCW,HCB	ton	320	360
Humane toxiciteit (lucht)	1/MAC	10 ⁹ m ³	140	120
Humane toxiciteit (water)	1/OvD	10 ³ m ³	890	2.300.000
Humane toxiciteit (bodem)	HCB	kg	29	33
Ecotoxiciteit (water)	ECA	10 ⁻³ m ³	9.500	14.000
Ecotoxiciteit (bodem)	ECT	kg	2.100	3.400

Tabel A.2 *Effectscores van een STEG (a) zonder c.q. (b) met CO₂-verwijdering en -opslag per functionele eenheid [TWh], waarbij het gastransport vanaf Yamal plaatsvindt*

Milieuthema	Weegfactor ⁴	Eenheid	STEG (a)	STEG (b)
Energiegebruik	MJ	TJ	6.100	7.100
Uitputting	1/voorraad	10 ³	670	670
Broeikaseneffect	GWP 100	kton	410	110
Verzuring	AP	ton	310	360
Vast afval ¹	kg	ton	120	170
Vermesting	NP	ton	54	110
Ozonlaagaantasting ³	ODP	g	850	1.300
Oxidantia	POCP	ton	15	17
Humane toxiciteit	HCL,HCW,HCB	ton	400	450
Humane toxiciteit (lucht)	1/MAC	10 ⁹ m ³	160	140
Humane toxiciteit (water)	1/OvD	10 ³ m ³	1.500	2.300.000
Humane toxiciteit (bodem)	HCB	kg	35	41
Ecotoxiciteit (water)	ECA	m ³	18	25
Ecotoxiciteit (bodem)	ECT	kg	4.300	6.200

Tabel A.3 *Effectscores van een KV-STEG (a) zonder c.q. (b) met CO₂-verwijdering en -opslag per functionele eenheid [TWh]*

Milieuthema	Weegfactor ⁴	Eenheid	KV-STEG	
			(a)	(b)
Energiegebruik	MJ	TJ	8.700	10.000
Uitputting	1/voorraad	10 ³	860	860
Broeikasewffect	GWP 100	kton	790	180
Verzuring	AP	ton	1.300	1.500
Vast afval ²	kg	ton	620	770
Vermesting	NP	ton	98	120
Ozonlaagaantasting ³	ODP	g	0	230
Oxidantia	POCP	ton	50	59
Humane toxiciteit	HCL,HCW, HCB	ton	1.600	1.800
Humane toxiciteit (lucht)	1/MAC	10 ⁹ m ³	460	450
Humane toxiciteit (water)	1/OvD	10 ⁶ m ³	4	22
Humane toxiciteit (bodem)	HCB	kg	54	57
Ecotoxiciteit (water)	ECA	m ³	26	34
Ecotoxiciteit (bodem)	ECT	kg	1.500	2.500

¹ Procesafval.

² Vliegase (elektriciteitsopwekking in Australië) en procesafval. Het aandeel vliegase in de totale effectscore is aanzienlijk, namelijk 96% en 93% voor respectievelijk een conventionele en een verbeterde KV-STEG (zie tabel 6.3).

³ Het milieuthema ozonlaagaantasting is niet meegenomen, omdat het gebruik van trichlooret-haan - de enige CFK-emissie in deze analyses - volgens het EG-reductieschema per 1 januari 1996 met 100% gereduceerd moet zijn [70].

⁴ Gebruikte afkortingen. GWP 100: Global Warming Potential met een tijdhorizon van 100 jaar; AP: Acidification Potential; NP: Nutrifcation Potential; ODP: Ozone Depletion Potential; POCP: Photochemical Ozone Creation Potential; HCL/HCW/HCB: Humaan-toxicologische Classificatiefactoren voor Lucht/Water/Bodem; MAC: Maximale Aanvaarde Concentraties; OvD: Oppervlaktewater bestemd voor Drinkwaterproduktie; ECA/ECT: Ecotoxicologische Classificatiefactoren voor Aquatische/Terrestrische ecosystemen.

⁵ Uitgaande van dagbouw voor kolenwinning zijn de effectscores als volgt:

- broeikasewffect: (a) 760 kton en (b) 150 kton;

- oxidantia: (a) 34 ton en (b) 39 ton.

De effectscores voor humane toxiciteit (CML) en humane toxiciteit (lucht) zijn afgerond op hetzelfde niveau gebleven.

BIJLAGE B. MILIEU-INGREPEN

In de ingreep tabellen B.1 en B.2 zijn de milieu-ingrepen van respectievelijk STEG en KV-STEG per functionele eenheid opgenomen. De (engelstalige) data in deze bijlage zijn afkomstig uit het software-pakket SimaPro 2.1.

Tabel B.1 Milieu-ingrepen van een STEG zonder c.q. met CO₂-verwijdering en -opslag per functionele eenheid [TWh], waarbij het gastransport vanaf Troll dan wel vanaf Yamal plaatsvindt

Milieu-ingreep	A	B	C	D	Eenheid
<p>A = STEG zonder CO₂-verwijdering en -opslag, gastransport vanaf Troll B = STEG met CO₂-verwijdering en -opslag, gastransport vanaf Troll C = STEG zonder CO₂-verwijdering en -opslag, gastransport vanaf Yamal D = STEG met CO₂-verwijdering en -opslag, gastransport vanaf Yamal</p>					
Raw					
natural gas	1.61E+8	1.89E+8	1.90E+8	2.24E+8	m ³
barrage water	1.17E+7	1.21E+7	1.24E+7	1.30E+7	kg
unspecified energy	3.12E+6	5.09E+6	6.55E+6	9.28E+6	MJ
oil	1.02E+6	1.05E+6	1.19E+6	1.25E+6	kg
secondary fuels	9.28E+5	1.43E+6	1.79E+6	2.48E+6	MJ
iron ore	7.07E+5	1.16E+6	1.49E+6	2.11E+6	kg
coal	3.56E+5	5.38E+5	6.73E+5	9.25E+5	kg
copper ore	3.36E+5	3.36E+5	3.36E+5	3.36E+5	kg
limestone mineral	2.97E+5	4.53E+5	5.65E+5	7.82E+5	kg
blast-furnace gas	2.48E+5	2.62E+5	2.71E+5	2.90E+5	MJ
sand	2.15E+5	2.24E+5	2.14E+5	2.25E+5	kg
gravel	2.13E+5	2.22E+5	2.11E+5	2.22E+5	kg
other energies	1.73E+5	2.83E+5	3.65E+5	5.18E+5	MJ
water	1.25E+5	1.50E+5	1.69E+5	2.04E+5	kg
steel scrap	8.52E+4	1.39E+5	1.80E+5	2.55E+5	kg
clay	4.35E+4	4.41E+4	4.34E+4	4.41E+4	kg
oxygen	3.71E+4	6.07E+4	7.82E+4	1.11E+5	m ³
coke breeze	3.08E+4	5.04E+4	6.50E+4	9.22E+4	kg
gypsum	1.49E+4	1.49E+4	1.49E+4	1.49E+4	kg
fly ash	1.24E+4	1.24E+4	1.24E+4	1.24E+4	kg
CDU residue	1.19E+4	1.19E+4	1.19E+4	1.19E+4	kg
oxylime sludge	1.10E+4	1.80E+4	2.32E+4	3.30E+4	kg
bauxite ore	8.83E+3	8.85E+3	8.91E+3	8.94E+3	kg
slag granulates	6.64E+3	7.74E+3	6.49E+3	7.78E+3	kg
air	2.38E+3	3.60E+3	4.50E+3	6.20E+3	kg
anhydrite	2.35E+3	2.45E+3	2.33E+3	2.45E+3	kg
zinc-poor residue	2.28E+3	3.72E+3	4.80E+3	6.81E+3	kg
silica	1.77E+3	1.77E+3	1.77E+3	1.77E+3	kg
derived gases	1.61E+3	1.61E+3	1.61E+3	1.61E+3	MJ
aluminium scrap	1.37E+3	1.37E+3	1.37E+3	1.37E+3	kg
lignite	1.34E+3	1.37E+3	1.33E+3	1.37E+3	kg
lime	8.97E+2	8.97E+2	8.97E+2	8.97E+2	kg
sodium chloride	7.24E+2	7.31E+2	7.62E+2	7.77E+2	kg
TiO ₂	5.66E+2	5.66E+2	5.66E+2	5.66E+2	kg
coke	5.33E+2	5.33E+2	5.33E+2	5.33E+2	kg
uranium ore	4.73E+2	4.97E+2	5.13E+2	5.45E+2	kg
steel	3.74E+2	3.74E+2	3.74E+2	3.74E+2	kg
waste from anode prod.	2.07E+2	2.07E+2	2.07E+2	2.07E+2	kg
pitch	1.26E+2	1.26E+2	1.26E+2	1.26E+2	kg
flotation agent	9.71E+0	9.71E+0	9.71E+0	9.71E+0	kg

Milieu-ingreep	A	B	C	D	Eenheid
Air					
CO2	3.63E+8	5.25E+7	3.86E+8	7.93E+7	kg
methane	3.62E+5	4.24E+5	1.41E+6	1.69E+6	kg
NOx	3.56E+5	4.09E+5	4.16E+5	4.82E+5	kg
krypton/xenon	2.16E+5	2.52E+5	2.11E+5	2.54E+5	kBq
CO	1.32E+5	1.60E+5	1.56E+5	1.89E+5	kg
N2O	2.76E+4	3.24E+4	2.92E+4	3.43E+4	kg
SO2	1.50E+4	1.73E+4	1.89E+4	2.20E+4	kg
CxHy	1.07E+4	1.10E+4	1.26E+4	1.33E+4	kg
dust	5.43E+3	5.78E+3	6.56E+3	7.15E+3	kg
toluene	1.07E+2	1.98E+2	2.66E+2	3.93E+2	kg
KCl	1.02E+2	1.67E+2	2.15E+2	3.05E+2	kg
VOC	6.45E+1	1.19E+2	1.60E+2	2.36E+2	kg
H2S	4.42E+1	7.23E+1	9.32E+1	1.32E+2	kg
tritium	4.33E+1	5.05E+1	4.23E+1	5.07E+1	kBq
N2	3.10E+1	3.10E+1	3.10E+1	3.10E+1	kg
HCl	4.09E+0	6.41E+0	8.13E+0	1.13E+1	kg
soot	3.53E+0	4.12E+0	3.45E+0	4.14E+0	kg
trichloroethane (1,1,1)	2.86E+0	5.29E+0	7.11E+0	1.05E+1	kg
F	1.95E+0	2.52E+0	2.94E+0	3.73E+0	kg
iodine	1.30E+0	1.51E+0	1.27E+0	1.52E+0	kBq
NH3	9.60E-1	1.57E+0	2.02E+0	2.87E+0	kg
Pb	9.40E-1	1.54E+0	1.98E+0	2.81E+0	kg
PAH	5.40E-1	6.62E-1	7.53E-1	9.22E-1	kg
HCN	2.88E-1	4.71E-1	6.07E-1	8.61E-1	kg
fluoranthene	2.51E-1	4.06E-1	5.22E-1	7.37E-1	kg
Cl	1.40E-1	1.40E-1	1.40E-1	1.40E-1	kg
Mn	1.34E-1	2.19E-1	2.83E-1	4.01E-1	kg
Zn	1.14E-1	1.85E-1	2.37E-1	3.35E-1	kg
benzo(a)pyrene	1.02E-1	1.66E-1	2.14E-1	3.04E-1	kg
Al	7.29E-2	1.19E-1	1.54E-1	2.18E-1	kg
unspecified	6.33E-2	6.33E-2	6.33E-2	6.33E-2	kg
Ni	4.09E-2	6.58E-2	8.43E-2	1.19E-1	kg
Fe	3.12E-2	5.10E-2	6.57E-2	9.32E-2	kg
Cu	2.69E-2	4.40E-2	5.68E-2	8.05E-2	kg
Ca	2.60E-2	4.25E-2	5.48E-2	7.77E-2	kg
Cd	2.17E-2	3.53E-2	4.54E-2	6.43E-2	kg
aldehydes	2.11E-2	2.27E-2	2.09E-2	2.27E-2	kg
Cr	1.96E-2	3.20E-2	4.12E-2	5.85E-2	kg
arsenic (As)	1.95E-2	3.18E-2	4.10E-2	5.82E-2	kg
Hg	1.94E-2	3.17E-2	4.08E-2	5.79E-2	kg
metals	1.06E-2	1.10E-2	1.06E-2	1.10E-2	kg
Mg	1.04E-2	1.70E-2	2.19E-2	3.11E-2	kg
HF	1.58E-3	1.74E-3	1.64E-3	1.83E-3	kg
radioactivity	7.71E-4	8.99E-4	7.53E-4	9.04E-4	kBq
Water					
Na	1.51E+3	1.51E+3	1.51E+3	1.51E+3	kg
Cl	8.55E+2	9.99E+2	8.57E+2	1.00E+3	kg
SO4	4.07E+2	6.63E+2	8.54E+2	1.21E+3	kg
Kjeldahl-N	1.04E+2	1.71E+2	2.20E+2	3.12E+2	kg
suspended substances	9.59E+1	1.11E+2	1.31E+2	1.54E+2	kg
cooling-water	9.48E+1	1.11E+2	9.48E+1	1.11E+2	MW _{th}
dissolved substances	7.93E+1	1.19E+2	1.49E+2	2.04E+2	kg
Fe	6.76E+1	1.10E+2	1.42E+2	2.02E+2	kg
COD	6.75E+1	6.75E+1	6.77E+1	6.77E+1	kg
quarry water	5.68E+1	5.87E+1	5.65E+1	5.88E+1	m ³
other	4.64E+1	7.21E+1	9.12E+1	1.27E+2	kg
acid	3.53E+1	3.67E+1	4.16E+1	4.42E+1	kg
oil	3.38E+1	3.52E+1	4.00E+1	4.26E+1	kg
dissolved organics	2.23E+1	2.31E+1	2.63E+1	2.79E+1	kg
CxHy	2.08E+1	2.13E+1	2.42E+1	2.55E+1	kg
cooling water	1.34E+1	1.40E+1	1.33E+1	1.40E+1	m ³
metals	5.60E+0	5.80E+0	6.59E+0	7.00E+0	kg

Milieu-ingreep	A	B	C	D	Eenheid
F	3.25E+0	3.90E+0	4.39E+0	5.30E+0	kg
Cr	2.91E+0	5.37E+0	7.22E+0	1.06E+1	kg
BSB5	2.68E+0	2.68E+0	2.68E+0	2.68E+0	kg
Ni	9.99E-1	1.82E+0	2.44E+0	3.58E+0	kg
Zn	6.05E-1	9.71E-1	1.24E+0	1.75E+0	kg
domestic water	1.34E-1	1.40E-1	1.33E-1	1.40E-1	m ³
Pb	9.99E-2	1.63E-1	2.11E-1	2.99E-1	kg
Cu	9.40E-2	1.54E-1	1.98E-1	2.81E-1	kg
NH3	7.72E-2	8.08E-2	8.34E-2	8.84E-2	kg
Ca	7.38E-2	8.61E-2	7.22E-2	8.66E-2	kg
phenol	4.81E-2	5.71E-2	6.38E-2	7.65E-2	kg
nitrate	4.52E-2	4.80E-2	4.82E-2	5.19E-2	kg
Mg	2.27E-2	2.65E-2	2.22E-2	2.66E-2	kg
PAH	1.33E-2	2.17E-2	2.80E-2	3.97E-2	kg
Cd	3.81E-3	6.12E-3	7.84E-3	1.11E-2	kg
Hg	3.53E-3	5.77E-3	7.43E-3	1.05E-2	kg
BOD	2.28E-3	2.28E-3	2.28E-3	2.28E-3	kg
mercaptane	1.76E-4	2.05E-4	1.72E-4	2.06E-4	kg
MEA	0	4.68E+5	0	4.68E+5	kg
Solid					
radioactivity	8.68E+4	1.01E+5	8.48E+4	1.02E+5	kBq
unspecified waste	2.99E+4	4.57E+4	5.75E+4	7.95E+4	kg
slime	2.14E+4	3.97E+4	5.33E+4	7.86E+4	kg
slag	3.11E+3	3.12E+3	3.12E+3	3.13E+3	kg
zinc-rich residue	1.58E+3	2.59E+3	3.34E+3	4.73E+3	kg
fly ash	7.43E+2	1.12E+3	1.41E+3	1.94E+3	kg
oxides	3.57E+2	6.61E+2	8.88E+2	1.31E+3	kg
mineral waste	2.39E+2	2.76E+2	3.04E+2	3.56E+2	kg
melting salt	1.79E+2	1.79E+2	1.79E+2	1.79E+2	kg
secondary suction dust	1.40E+2	2.29E+2	2.96E+2	4.20E+2	kg
caustic soda	1.21E+2	1.21E+2	1.21E+2	1.21E+2	kg
filter lime	6.12E+1	6.12E+1	6.12E+1	6.12E+1	kg
industrial waste	5.07E+1	5.18E+1	5.90E+1	6.18E+1	kg
mill dust	4.32E+1	4.32E+1	4.32E+1	4.32E+1	kg
non-toxic chemicals	6.96E+0	7.15E+0	7.30E+0	7.57E+0	kg
Al2O3	3.02E+0	3.02E+0	3.02E+0	3.02E+0	kg
lumps of slag	2.08E+0	2.42E+0	2.03E+0	2.44E+0	kg
iron	7.70E-1	7.70E-1	7.70E-1	7.70E-1	kg
copper	6.33E-1	6.33E-1	6.33E-1	6.33E-1	kg
consumed oil	5.86E-1	6.09E-1	5.83E-1	6.10E-1	m ³
chemical waste	4.69E-1	4.89E-1	4.67E-1	4.90E-1	kg
zinc	3.37E-1	3.37E-1	3.37E-1	3.37E-1	kg
CaF6	1.91E-1	2.00E-1	2.06E-1	2.19E-1	kg
Pb	1.16E-1	1.16E-1	1.16E-1	1.16E-1	kg
nickel	3.16E-2	3.16E-2	3.16E-2	3.16E-2	kg
Cr	2.74E-2	2.74E-2	2.74E-2	2.74E-2	kg
Hg	1.74E-2	2.08E-2	2.34E-2	2.82E-2	kg
toxic chemicals	1.48E-2	1.48E-2	1.48E-2	1.48E-2	kg
cadmium	9.49E-3	9.49E-3	9.49E-3	9.49E-3	kg
high active nuclear w.	2.91E-3	3.05E-3	3.15E-3	3.33E-3	m ³
Sb	2.00E-3	2.00E-3	2.00E-3	2.00E-3	kg
low,med. act. nucl. w.	7.27E-4	7.61E-4	7.85E-4	8.32E-4	m ³
arsenic (As)	4.22E-4	4.22E-4	4.22E-4	4.22E-4	kg

Tabel B.2 Milieu-ingrepen van een KV-STEG zonder c.q. met CO₂-verwijdering en -opslag per functionele eenheid [TWh]

Milieu-ingreep	A	B	Eenheid
A = KV-STEG zonder CO ₂ -verwijdering en -opslag B = KV-STEG met CO ₂ -verwijdering en -opslag			
Raw			
barrage water	2.82E+8	3.35E+8	kg
coal	5.60E+8	6.68E+8	kg
oil	9.59E+6	1.12E+7	kg
unspecified energy	2.25E+6	3.82E+6	MJ
electricity	1.94E+6	2.33E+6	MJ
natural gas	1.17E+6	1.37E+6	m ³
secondary fuels	8.93E+5	1.28E+6	MJ
iron ore	5.12E+5	8.69E+5	kg
copper ore	5.04E+5	5.04E+5	kg
blast-furnace gas	4.72E+5	4.83E+5	MJ
sand	4.51E+5	4.51E+5	kg
gravel	4.51E+5	4.51E+5	kg
water	3.88E+5	4.53E+5	kg
limestone mineral	2.96E+5	4.18E+5	kg
other energies	1.25E+5	2.12E+5	MJ
steel scrap	6.16E+4	1.05E+5	kg
fly ash	3.55E+4	3.55E+4	kg
clay	3.41E+4	3.41E+4	kg
oxygen	2.68E+4	4.55E+4	m ³
coke breeze	2.23E+4	3.78E+4	kg
bauxite ore	9.01E+3	9.64E+3	kg
oxylime sludge	7.97E+3	1.35E+4	kg
anhydrite	4.97E+3	4.97E+3	kg
silica	2.65E+3	2.65E+3	kg
derived gases	2.31E+3	2.31E+3	MJ
sodium chloride	2.21E+3	2.53E+3	kg
gypsum	2.13E+3	2.13E+3	kg
lignite	1.66E+3	1.66E+3	kg
zinc-poor residue	1.65E+3	2.80E+3	kg
air	1.54E+3	2.51E+3	kg
lime	1.35E+3	1.35E+3	kg
aluminium scrap	8.50E+2	8.50E+2	kg
uranium ore	6.54E+2	6.72E+2	kg
steel	5.60E+2	5.60E+2	kg
coke	3.30E+2	3.30E+2	kg
waste from anode prod.	1.28E+2	1.28E+2	kg
pitch	7.80E+1	7.80E+1	kg
flotation agent	1.46E+1	1.46E+1	kg
Air			
CO ₂	7.50E+8	1.37E+8	kg
methane	2.61E+6	3.14E+6	kg
SO ₂	7.69E+5	8.71E+5	kg
NO _x	7.56E+5	8.84E+5	kg
CO	2.97E+5	3.56E+5	kg
dust	2.34E+5	2.79E+5	kg
C _x H _y	8.50E+4	9.89E+4	kg
N ₂ O	2.78E+4	3.30E+4	kg
KCl	7.38E+1	1.25E+2	kg
H ₂ S	3.19E+1	5.42E+1	kg
HCl	3.20E+0	5.04E+0	kg
F	1.32E+0	1.77E+0	kg
NH ₃	6.93E-1	1.18E+0	kg
Pb	6.80E-1	1.15E+0	kg
VOC	3.06E-1	4.43E+1	kg
PAH	2.46E-1	3.44E-1	kg
HCN	2.08E-1	3.53E-1	kg
fluoranthene	1.81E-1	3.04E-1	kg

Milieu-ingreep	A	B	Eenheid
Mn	9.69E-2	1.65E-1	kg
Cl	8.70E-2	8.70E-2	kg
Zn	8.20E-2	1.38E-1	kg
benzo(a)pyrene	7.35E-2	1.25E-1	kg
Al	5.27E-2	8.95E-2	kg
unspecified	3.92E-2	3.92E-2	kg
Ni	2.94E-2	4.92E-2	kg
Fe	2.25E-2	3.83E-2	kg
metals	2.08E-2	2.08E-2	kg
Cu	1.95E-2	3.30E-2	kg
Ca	1.88E-2	3.19E-2	kg
aldehydes	1.66E-2	1.66E-2	kg
Cd	1.56E-2	2.64E-2	kg
Cr	1.41E-2	2.40E-2	kg
arsenic (As)	1.41E-2	2.39E-2	kg
Hg	1.40E-2	2.38E-2	kg
Mg	7.51E-3	1.28E-2	kg
HF	1.29E-3	1.32E-3	kg
toluene	0	7.33E+1	kg
trichloroethane (1,1,1)	0	1.95E+0	kg
Water			
Cl	1.38E+3	1.64E+3	kg
Na	9.38E+2	9.38E+2	kg
suspended substances	6.77E+2	7.98E+2	kg
SO4	2.94E+2	4.98E+2	kg
acid	2.87E+2	3.35E+2	kg
oil	2.86E+2	3.34E+2	kg
dissolved organics	1.90E+2	2.22E+2	kg
CxHy	1.88E+2	2.20E+2	kg
dissolved substances	1.46E+2	1.93E+2	kg
cooling-water	1.43E+2	1.69E+2	MW _{th}
quarry water	1.06E+2	1.06E+2	m ³
Kjeldahl-N	7.55E+1	1.28E+2	kg
COD	5.06E+1	5.22E+1	kg
Fe	4.88E+1	8.28E+1	kg
metals	4.76E+1	5.55E+1	kg
other	3.29E+1	5.33E+1	kg
cooling water	2.84E+1	2.84E+1	m ³
F	2.25E+0	2.77E+0	kg
BSB5	1.66E+0	1.66E+0	kg
Zn	4.34E-1	7.26E-1	kg
domestic water	2.84E-1	2.84E-1	m ³
NH3	1.10E-1	1.13E-1	kg
Pb	7.22E-2	1.23E-1	kg
Cu	6.80E-2	1.15E-1	kg
phenol	6.01E-2	6.73E-2	kg
nitrate	5.63E-2	5.77E-2	kg
Ni	4.93E-2	7.11E-1	kg
Cr	3.86E-2	2.02E+0	kg
PAH	9.58E-3	1.63E-2	kg
Cd	2.74E-3	4.57E-3	kg
Hg	2.55E-3	4.33E-3	kg
BOD	1.41E-3	1.41E-3	kg
Selexol	0	3.38E+3	kg

Milieu-ingreep	A	B	Eenheid
Solid			
fly ash	5.93E+5	7.12E+5	kg
unspecified waste	2.20E+4	3.45E+4	kg
slag	2.12E+3	2.16E+3	kg
zinc-rich residue	1.14E+3	1.94E+3	kg
industrial waste	4.70E+2	5.48E+2	kg
mineral waste	2.73E+2	3.02E+2	kg
melting salt	1.11E+2	1.11E+2	kg
secondary suction dust	1.01E+2	1.72E+2	kg
caustic soda	7.49E+1	7.49E+1	kg
filter lime	3.79E+1	3.79E+1	kg
mill dust	2.68E+1	2.68E+1	kg
non-toxic chemicals	4.92E+0	5.08E+0	kg
Al2O3	1.87E+0	1.87E+0	kg
consumed oil	1.28E+0	1.28E+0	m ³
chemical waste	9.95E-1	9.95E-1	kg
iron	4.77E-1	4.77E-1	kg
copper	3.92E-1	3.92E-1	kg
CaF6	2.72E-1	2.79E-1	kg
zinc	2.09E-1	2.09E-1	kg
Pb	7.19E-2	7.19E-2	kg
Hg	2.14E-2	2.41E-2	kg
nickel	1.96E-2	1.96E-2	kg
Cr	1.70E-2	1.70E-2	kg
toxic chemicals	9.15E-3	9.15E-3	kg
cadmium	5.88E-3	5.88E-3	kg
high active nuclear w.	4.15E-3	4.26E-3	m ³
Sb	1.24E-3	1.24E-3	kg
low,med. act. nucl. w.	1.04E-3	1.06E-3	m ³
arsenic (As)	2.62E-4	2.62E-4	kg
oxides	0	2.44E+2	kg
slime	0	1.47E+4	kg

BIJLAGE C. WEEGFACTOREN

In tabel C.1 worden de weegfactoren, welke worden toegepast op de milieu-ingrepen in de levenscyclusanalyse van STEG en/of KV-STEG, per milieuthema weergegeven. De (engelstalige) data in deze bijlage zijn afkomstig uit het software-pakket SimaPro 2.1.

Tabel C.1 *Weegfactoren toegepast op de milieu-ingrepen in de levenscyclusanalyse van STEG en/of KV-STEG per milieuthema*

	Milieu-ingreep	Eenheid	Weegfactor
Energiegebruik			MJ
Raw material	barrage water	kg	9.000E-3
Raw material	coal	kg	2.930E+1
Raw material	lignite	kg	1.000E+1
Raw material	natural gas	m ³	3.165E+1
Raw material	oil	kg	4.186E+1
Raw material	unspecified energy	MJ	1.000E+0
Raw material	uranium ore	kg	1.080E+3
Uitputting			1.10¹²/voorraad
Raw material	bauxite ore	kg	3.600E-2
Raw material	copper ore	kg	1.700E+0
Raw material	ferro-manganese	kg	2.000E-1
Raw material	iron ore	kg	4.300E-3
Raw material	steel	kg	6.000E-3
Raw material	TiO ₂	kg	1.570E+2
Broeikasewffect			GWP¹ 100
Airborne emission	CO ₂	kg	1.000E+0
Airborne emission	methane	kg	1.100E+1
Airborne emission	N ₂ O	kg	2.700E+2
Airborne emission	trichloroethane (1,1,1)	kg	1.000E+2
Verzuring			AP¹
Airborne emission	HCl	kg	8.800E-1
Airborne emission	HCN	kg	1.190E+0
Airborne emission	HF	kg	1.600E+0
Airborne emission	NH ₃	kg	1.880E+0
Airborne emission	NO _x	kg	7.000E-1
Airborne emission	SO ₂	kg	1.000E+0
Vast afval			kg
Solid emission	Al ₂ O ₃	kg	1.000E+0
Solid emission	arsenic (As)	kg	1.000E+0
Solid emission	cadmium	kg	1.000E+0
Solid emission	CaF ₆	kg	1.000E+0
Solid emission	caustic soda	kg	1.000E+0
Solid emission	chemical waste	kg	1.000E+0
Solid emission	copper	kg	1.000E+0
Solid emission	Cr	kg	1.000E+0
Solid emission	filter lime	kg	1.000E+0
Solid emission	fly ash	kg	1.000E+0
Solid emission	Hg	kg	1.000E+0
Solid emission	industrial waste	kg	1.000E+0

	Milieu-ingreep	Eenheid	Weegfactor
Solid emission	iron	kg	1.000E+0
Solid emission	lumps of slag	kg	1.000E+0
Solid emission	melting salt	kg	1.000E+0
Solid emission	mill dust	kg	1.000E+0
Solid emission	mineral waste	kg	1.000E+0
Solid emission	nickel	kg	1.000E+0
Solid emission	non-toxic chemicals	kg	1.000E+0
Solid emission	oxides	kg	1.000E+0
Solid emission	Pb	kg	1.000E+0
Solid emission	Sb	kg	1.000E+0
Solid emission	secondary suction dust	kg	1.000E+0
Solid emission	slag	kg	1.000E+0
Solid emission	slime	kg	1.000E+0
Solid emission	toxic chemicals	kg	1.000E+0
Solid emission	unspecified waste	kg	1.000E+0
Solid emission	zinc	kg	1.000E+0
Solid emission	zinc-rich residue	kg	1.000E+0
Vermesting			NP¹
Airborne emission	HCN	kg	2.300E-1
Airborne emission	NOx	kg	1.300E-1
Waterborne emission	COD	kg	2.200E-2
Waterborne emission	Kjeldahl-N	kg	4.200E-1
Waterborne emission	MEA	kg	1.000E-1
Waterborne emission	NH3	kg	3.300E-1
Waterborne emission	nitrate	kg	4.200E-1
Ozonlaagaantasting			ODP¹
Airborne emission	trichloroethane (1,1,1)	kg	1.200E-1
Oxidantia			POCP¹
Airborne emission	aldehydes	kg	4.430E-1
Airborne emission	benzo(a)pyrene	kg	7.610E-1
Airborne emission	CxHy	kg	3.770E-1
Airborne emission	fluoranthene	kg	7.610E-1
Airborne emission	methane	kg	7.000E-3
Airborne emission	PAH	kg	7.610E-1
Airborne emission	toluene	kg	5.630E-1
Airborne emission	trichloroethane (1,1,1)	kg	2.100E-2
Airborne emission	VOC	kg	3.770E-1
Humane toxiciteit			HCL/HCW/HCB¹
Airborne emission	Al	kg	3.300E+0
Airborne emission	aldehydes	kg	3.400E-1
Airborne emission	arsenic (As)	kg	4.700E+3
Airborne emission	benzo(a)pyrene	kg	1.700E+1
Airborne emission	Ca	kg	3.300E-2
Airborne emission	Cd	kg	5.800E+2
Airborne emission	Cl	kg	3.300E-2
Airborne emission	CO	kg	1.200E-2
Airborne emission	CO2	kg	4.000E-5
Airborne emission	Cr	kg	6.700E+0
Airborne emission	Cu	kg	2.400E-1
Airborne emission	CxHy	kg	2.200E-2
Airborne emission	dust	kg	7.700E-3
Airborne emission	F	kg	4.800E-1
Airborne emission	Fe	kg	4.200E-2
Airborne emission	fluoranthene	kg	1.700E+0
Airborne emission	H2S	kg	7.800E-1

	Milieu-ingreep	Eenheid	Weegfactor
Airborne emission	HCl	kg	3.300E-2
Airborne emission	HCN	kg	6.700E-1
Airborne emission	HF	kg	4.800E-1
Airborne emission	Hg	kg	1.200E+2
Airborne emission	KCl	kg	3.300E-2
Airborne emission	metals	kg	1.200E+2
Airborne emission	methane	kg	2.200E-2
Airborne emission	Mg	kg	3.300E+0
Airborne emission	Mn	kg	1.200E+2
Airborne emission	N2O	kg	2.000E-2
Airborne emission	NH3	kg	2.000E-2
Airborne emission	Ni	kg	4.700E+2
Airborne emission	NOx	kg	7.800E-1
Airborne emission	PAH	kg	1.700E+0
Airborne emission	Pb	kg	1.600E+2
Airborne emission	SO2	kg	1.200E+0
Airborne emission	soot	kg	2.200E-2
Airborne emission	toluene	kg	3.900E-2
Airborne emission	trichloroethane (1,1,1)	kg	2.400E+0
Airborne emission	VOC	kg	2.200E-2
Airborne emission	Zn	kg	3.300E-2
Waterborne emission	acid	kg	2.000E-4
Waterborne emission	BOD	kg	1.600E-3
Waterborne emission	BSB5	kg	1.600E-3
Waterborne emission	Ca	kg	7.000E-4
Waterborne emission	Cd	kg	2.900E+0
Waterborne emission	Cl	kg	2.900E-3
Waterborne emission	COD	kg	4.000E-4
Waterborne emission	Cr	kg	5.700E-1
Waterborne emission	Cu	kg	2.000E-2
Waterborne emission	CxHy	kg	1.900E-3
Waterborne emission	dissolved organics	kg	1.900E-3
Waterborne emission	F	kg	4.100E-2
Waterborne emission	Fe	kg	3.600E-3
Waterborne emission	Hg	kg	4.700E+0
Waterborne emission	Kjeldahl-N	kg	8.000E-4
Waterborne emission	MEA	kg	8.000E-4
Waterborne emission	mercaptane	kg	1.900E+0
Waterborne emission	metals	kg	3.600E-3
Waterborne emission	Mg	kg	4.100E-3
Waterborne emission	Na	kg	2.100E-3
Waterborne emission	NH3	kg	1.700E-3
Waterborne emission	Ni	kg	5.700E-2
Waterborne emission	nitrate	kg	7.800E-4
Waterborne emission	oil	kg	5.700E-2
Waterborne emission	PAH	kg	1.400E-1
Waterborne emission	Pb	kg	7.900E-1
Waterborne emission	phenol	kg	4.800E-2
Waterborne emission	Selexol	kg	1.900E-3
Waterborne emission	SO4	kg	3.300E-3
Waterborne emission	suspended substances	kg	1.700E-3
Waterborne emission	Zn	kg	2.900E-3
Solid emission	arsenic (As)	kg	4.300E-2
Solid emission	cadmium	kg	7.000E+0
Solid emission	consumed oil	m ³	3.850E+1
Solid emission	copper	kg	5.200E-3
Solid emission	Cr	kg	1.800E-2
Solid emission	Hg	kg	1.500E-1
Solid emission	nickel	kg	1.400E-2
Solid emission	Pb	kg	2.500E-2
Solid emission	Sb	kg	1.900E-2
Solid emission	toxic chemicals	kg	1.500E+1
Solid emission	zinc	kg	7.000E-3
Solid emission	zinc-rich residue	kg	3.500E-3

	Milieu-ingreep	Eenheid	Weegfactor
Humane toxiciteit (lucht)			1/MAC¹
Airborne emission	Al	kg	1.000E+5
Airborne emission	aldehydes	kg	5.560E+3
Airborne emission	arsenic (As)	kg	2.000E+7
Airborne emission	benzo(a)pyrene	kg	5.000E+6
Airborne emission	Ca	kg	2.000E+5
Airborne emission	Cd	kg	5.000E+7
Airborne emission	Cl	kg	3.330E+5
Airborne emission	CO	kg	3.450E+4
Airborne emission	CO2	kg	1.110E+2
Airborne emission	Cr	kg	2.000E+6
Airborne emission	Cu	kg	5.000E+6
Airborne emission	CxHy	kg	2.000E+3
Airborne emission	dust	kg	1.000E+5
Airborne emission	F	kg	5.000E+5
Airborne emission	Fe	kg	2.000E+5
Airborne emission	fluoranthene	kg	5.000E+6
Airborne emission	H2S	kg	6.670E+4
Airborne emission	HCl	kg	1.430E+5
Airborne emission	HCN	kg	9.090E+4
Airborne emission	HF	kg	5.000E+5
Airborne emission	Hg	kg	2.000E+7
Airborne emission	KCl	kg	5.000E+5
Airborne emission	metals	kg	1.000E+6
Airborne emission	methane	kg	1.020E+3
Airborne emission	Mg	kg	1.000E+5
Airborne emission	Mn	kg	1.000E+6
Airborne emission	N2O	kg	6.580E+3
Airborne emission	NH3	kg	5.560E+4
Airborne emission	Ni	kg	1.000E+7
Airborne emission	NOx	kg	2.500E+5
Airborne emission	PAH	kg	5.000E+6
Airborne emission	Pb	kg	6.670E+6
Airborne emission	SO2	kg	2.000E+5
Airborne emission	soot	kg	2.860E+5
Airborne emission	toluene	kg	2.670E+3
Airborne emission	trichloroethane (1,1,1)	kg	9.260E+2
Airborne emission	VOC	kg	1.000E+3
Airborne emission	Zn	kg	2.000E+5
Humane toxiciteit (water)			1/OvD¹
Waterborne emission	acid	kg	1.000E+3
Waterborne emission	BOD	kg	1.400E+2
Waterborne emission	BSB5	kg	1.400E+2
Waterborne emission	Ca	kg	1.700E+1
Waterborne emission	Cd	kg	6.700E+5
Waterborne emission	Cl	kg	5.000E+0
Waterborne emission	COD	kg	3.300E+1
Waterborne emission	Cr	kg	2.000E+4
Waterborne emission	Cu	kg	2.000E+4
Waterborne emission	CxHy	kg	5.000E+3
Waterborne emission	dissolved organics	kg	5.000E+3
Waterborne emission	dissolved substances	kg	2.000E+1
Waterborne emission	F	kg	1.000E+3
Waterborne emission	Fe	kg	2.000E+3
Waterborne emission	Hg	kg	3.300E+6
Waterborne emission	Kjeldahl-N	kg	4.000E+2
Waterborne emission	MEA	kg	5.000E+3
Waterborne emission	mercaptane	kg	5.000E+3
Waterborne emission	metals	kg	2.000E+3
Waterborne emission	Mg	kg	5.000E+1
Waterborne emission	Na	kg	8.300E+0

Milieu-ingreep		Eenheid	Weegfactor
Waterborne emission	NH3	kg	8.300E+2
Waterborne emission	Ni	kg	1.000E+5
Waterborne emission	nitrate	kg	2.000E+1
Waterborne emission	oil	kg	5.000E+3
Waterborne emission	PAH	kg	5.000E+6
Waterborne emission	Pb	kg	3.300E+4
Waterborne emission	phenol	kg	2.000E+5
Waterborne emission	Selexol	kg	5.000E+3
Waterborne emission	SO4	kg	1.000E+1
Waterborne emission	suspended substances	kg	2.000E+1
Waterborne emission	Zn	kg	5.000E+3
Humane toxiciteit (bodem)			HCB¹
Solid emission	arsenic (As)	kg	4.300E-2
Solid emission	cadmium	kg	7.000E+0
Solid emission	chemical waste	kg	1.000E+0
Solid emission	consumed oil	m ³	3.850E+1
Solid emission	copper	kg	5.200E-3
Solid emission	Cr	kg	1.800E-2
Solid emission	Hg	kg	1.500E-1
Solid emission	nickel	kg	1.400E-2
Solid emission	Pb	kg	2.500E-2
Solid emission	Sb	kg	1.900E-2
Solid emission	toxic chemicals	kg	1.500E+1
Solid emission	zinc	kg	7.000E-3
Solid emission	zinc-rich residue	kg	3.500E-3
Ecotoxiciteit (water)			ECA¹
Waterborne emission	Cd	kg	2.000E+2
Waterborne emission	Cr	kg	1.000E+0
Waterborne emission	Cu	kg	2.000E+0
Waterborne emission	CxHy	kg	5.000E-2
Waterborne emission	Hg	kg	5.000E+2
Waterborne emission	Ni	kg	3.300E-1
Waterborne emission	oil	kg	5.000E-2
Waterborne emission	PAH	kg	6.200E+0
Waterborne emission	Pb	kg	2.000E+0
Waterborne emission	phenol	kg	5.900E+0
Waterborne emission	Zn	kg	3.800E-1
Ecotoxiciteit (bodem)			ECT¹
Solid emission	arsenic (As)	kg	3.600E+0
Solid emission	cadmium	kg	1.300E+1
Solid emission	chemical waste	kg	5.000E-1
Solid emission	copper	kg	7.700E-1
Solid emission	Cr	kg	4.200E-1
Solid emission	Hg	kg	2.900E+1
Solid emission	nickel	kg	1.700E+0
Solid emission	Pb	kg	4.300E-1
Solid emission	toxic chemicals	kg	1.000E+0
Solid emission	zinc	kg	2.600E+0
Solid emission	zinc-rich residue	kg	1.300E+0

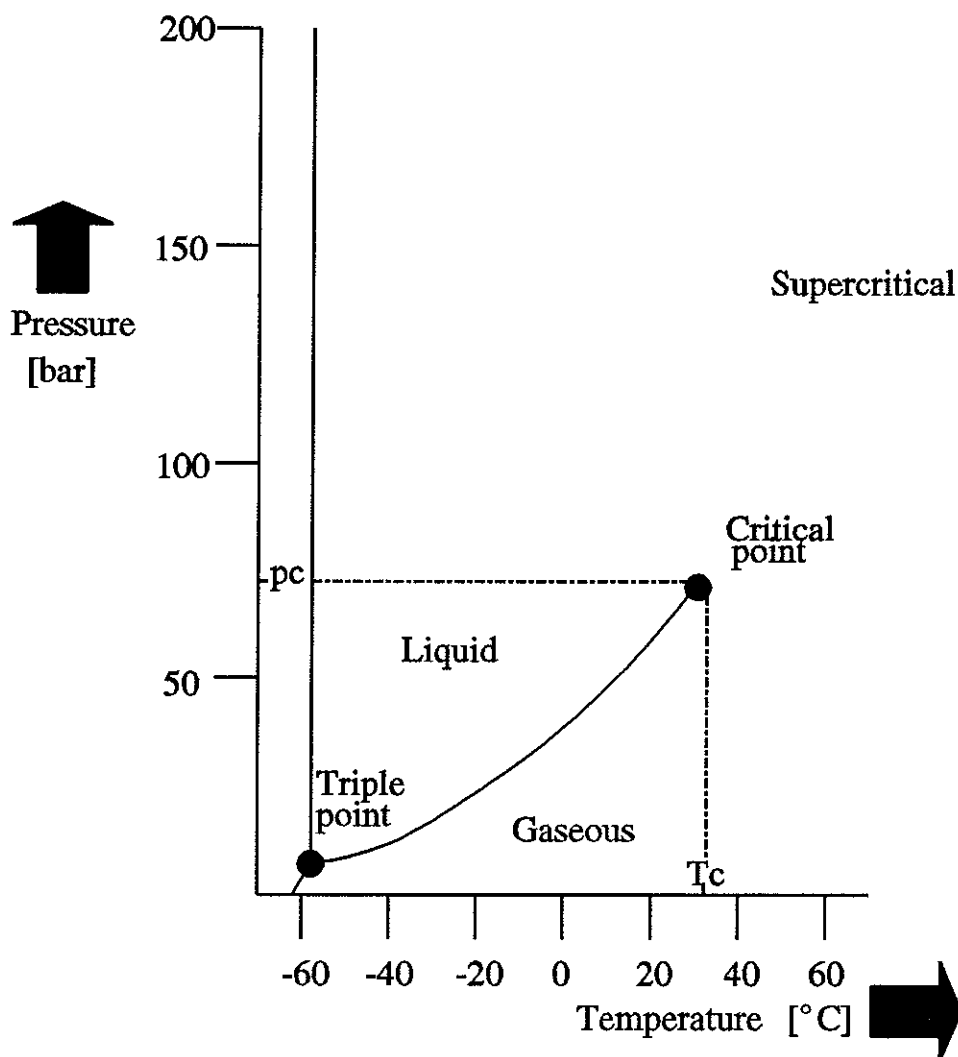
¹ Afkortingen van genoemde weegfactoren. GWP 100: Global Warming Potential met een tijdhorizon van 100 jaar; AP: Acidification Potential; NP: Nutrifcation Potential; ODP: Ozone Depletion Potential; POCP: Photochemical Ozone Creation Potential; HCL/HCW/HCB: Hu-maan-toxicologische Classificatiefactoren voor Lucht/Water/Bodem; MAC: Maximale Aan-vaarde Concentraties; OvD: Oppervlaktewater bestemd voor Drinkwaterproductie; ECA/ECT: Ecotoxicologische Classificatiefactoren voor Aquatische/Terrestrische ecosyste-men.

ment van gemiddeld 48% tot 40,5% (een daling met 7,5%-punt), op basis van [19,64,66] en [67]. Ook vindt een halvering plaats van de SO_2 -emissie. Het absorptieverlies bedraagt 8 mg/normaal m^3 rookgas [36] (4,5 g/ton verwijderd CO_2 verondersteld).

5.4 CO_2 -transport

5.4.1 Transportcondities

Transport van CO_2 , die is verwijderd bij een STEG of KV-STEG, vindt plaats met speciale transportleidingen. CO_2 kan in principe in verschillende toestanden door pijpleidingen worden getransporteerd, namelijk als gas, vloeistof, mengsel van gas en vloeistof en superkritisch. Om een beter inzicht te krijgen onder welke condities CO_2 zich in die toestanden bevindt, is in figuur 5.3 een fasendiagram voor CO_2 opgenomen.



Figuur 5.3 Fasendiagram CO_2 [13]