4 VOORGENOMEN ACTIVITEIT EN ALTERNATIEVEN

4.1 De voorgenomen activiteit

In dit hoofdstuk worden de technische installaties van Flevocentrale beschreven. Allereerst komen daarbij de bestaande installaties aan bod. Vervolgens worden de locatie en de uitvoering van de nieuwe STEG-eenheden beschreven. De milieugevolgen in de huidige en de toekomstige situatie en van de alternatieven, worden beschreven in de hoofdstukken 5 en 6. Tabel 4.1.1 geeft een overzicht van de beschrijving van voorgenomen activiteit en alternatieven.

Tabel 4.1.1 Overzicht van de voorgenomen activiteit en de alternatieven

alternatieven	omschrijving	paragraaf
voorgenomen activiteit	bouwen en bedrijven van twee STEG-installaties	4.1-4.3
nulalternatief	voortzetting van het huidig gebruik c.q. het thans vergunde gebruik van de Flevocentrale	4.4.2
uitvoerings-alternatieven	als (hoofd)alternatieven worden mede met het oog op de richtlijnen behandeld:	
	– CO_2-vermindering (incl. bio-energie)	4.4.3
	– interne energie-optimalisatie	4.4.4
	– externe energie-optimalisatie	4.4.5
	– alternatieven voor doorstroomkoeling	4.4.6
	– verdere NO_x-beperking	4.4.7
meest milieuvriendelijke alternatief	combinatie van de meest milieuvriendelijke uitvoeringsalternatieven	4.4.8

4.1.1 De huidige Flevocentrale

Zoals blijkt uit figuur 4.1.1 is de Flevocentrale gebouwd op een kunstmatig, buitendijks eiland aan de IJsselmeerdijk. De locatie ligt circa 5 km ten noordoosten van de bebouwde kom van Lelystad.

Figuur 4.1.1 Situering Flevocentrale

De huidige Flevocentrale bestaat uit drie aardgasgestookte productie-eenheden. Flevo 1 is in 1968 in bedrijf genomen. Flevo 2 is in 1969 in bedrijf genomen. Beide productie-eenheden hebben een vermogen van 185 MW_e. In 1996 zijn de eenheden Flevo 1 en 2 uit bedrijf genomen. Deze eenheden worden gesloopt.

Flevo 3 is in 1973 in bedrijf genomen. In 1989 is deze eenheid omgebouwd van een conventionele gasgestookte eenheid tot een combi-eenheid ten einde daarmee het rendement te verbeteren en de emissies te verlagen. Sinds de ombouw wordt de eenheid Flevo 30 genoemd.

De primaire brandstof is aardgas. Flevo 30 wordt incidenteel op stookolie bedreven .

Van Flevo 30 zijn de ketel, de stoomturbines en andere hulpinstallaties geconserveerd. Met de gasturbine wordt sinds 2004 "solobedrijf" gevoerd. Niettemin wil Electrabel de mogelijkheid van combi-bedrijf met Flevo 30 open houden. Daarom wordt vergunning aangevraagd voor zowel gasturbine- als combi-bedrijf.

De belangrijkste technische gegevens van Flevo 30 staan in onderstaande tabel.

Tabel 4.1.2 Basisgegevens van Flevo 30 op jaarbasis

	gasturbinebedrijf (FL 32)	**combi-bedrijf**
brandstof	aardgas	
thermisch vermogen (MW_{th})	382	1129
vermogen (MW_e)	124	491
netto rendement (%)	34	43,5
productie (vollasturen per jaar)		
maximaal	7500	7500
gemiddeld	1400	1400
bedrijfsuren		
maximaal	8760	8760
gemiddeld	3000	3000
koelwater		
max. lozing (MW)	-	525
jaargemiddelde lozing (MW)	-	140
max. hoeveelheid (m^3/s)	-	15,6
jaargem. hoeveelheid (m^3/s)	-	5,3
max. opwarming (°C)	-	15
max. temperatuur mengzone (°C)	-	30[3)]
gasverbruik		
hoogcalorisch (m^3/s)	*9,7*	*30*
emissies		
rookgashoeveelheid (Nm^3/s, droog,15% O_2)	321	993
NO_x (g/GJ) (verwachting/max. 24 h)	65/65	65/65
NO_x (ton/a) (verwachting/max. 24 h)	118/640[1)]	366/1981[1)]
CO_2 (g/GJ)	56	56
CO_2 (ton/a) (verwachting/maximum)	147/551[2)]	455/1707[2)]
CO (mg/m_0^3)	<100	<100
C_xH_y (mg/m_0^3)	<10	<10
rookgastemperatuur	535 °C	90 °C
schoorsteen		
• hoogte (m)	60	143
• diameter (m)	4,5	7,0

1) in de verwachte situatie (gasturbinebedrijf) emitteert alleen de gasturbine 118 ton/a; in de maximum/te vergunnen situatie (combi-bedrijf) is de totale emissie 1981 ton/a (maximaal combi-bedrijf)

2) in de verwachte situatie emitteert alleen de gasturbine 147 kton/a; in de maximum/te vergunnen situatie is de totale emissie 1707 ton/a (maximaal combi-bedrijf)

3) een week per jaar 32 °C

Naast de gasturbine van Flevo 30 is een kleinere gasturbine FLG1 ("Nancy") van netto 22 MW_e in geconserveerde staat op de locatie beschikbaar voor piekvermogen. Gezien het lage vermogen en het geringe aantal draaiuren is de milieubelasting daarvan minimaal.

Milieurelevant zijn verder vier olietanks (drie van circa 32 000 m^3 en een van circa 6000 m^3). De opgeslagen hoeveelheid dieselolie wordt dusdanig beperkt dat de opslag niet onder het Besluit Risico's Zware Ongevallen valt. Ook zijn er havenfaciliteiten voor de aanvoer van olie en incidenteel voor aanvoer van componenten of afvoer van sloopmateriaal.

4.1.2 De nieuwe STEG-eenheden

4.1.2.1 Locatie STEG-eenheden

Als locatie is het terrein van de Flevocentrale gekozen. Deze keuze is reeds kort toegelicht in de paragrafen 2.2-2.6. Deze locatie heeft de volgende voordelen:

1 beschikbaarheid van koelwater
Beschikbaarheid van voldoende koelwater maakt dat een hoog elektrisch rendement mogelijk is. Indien de beschikbaarheid van koelwater beperkt is, kan dit aanzienlijke consequenties voor het elektrisch rendement hebben omdat dan inschakeling van koeltorens gedurende kortere of langere tijd noodzakelijk is. Dit kost 1 à 2 procentpunten rendement

2 verbindingen met het hoogspanningsnet
De opgewekte stroom moet afgevoerd kunnen worden via het hoogspanningsnet. De centrale ligt dichtbij de 380/150 kV-lijn van het landelijk hoogspanningsnet van Tennet en Continuon. De redelijk centrale ligging van de locatie is gunstig om grote transportafstanden naar de voornamelijk Nederlandse afnemers te minimaliseren (zie figuur 4.1.3)

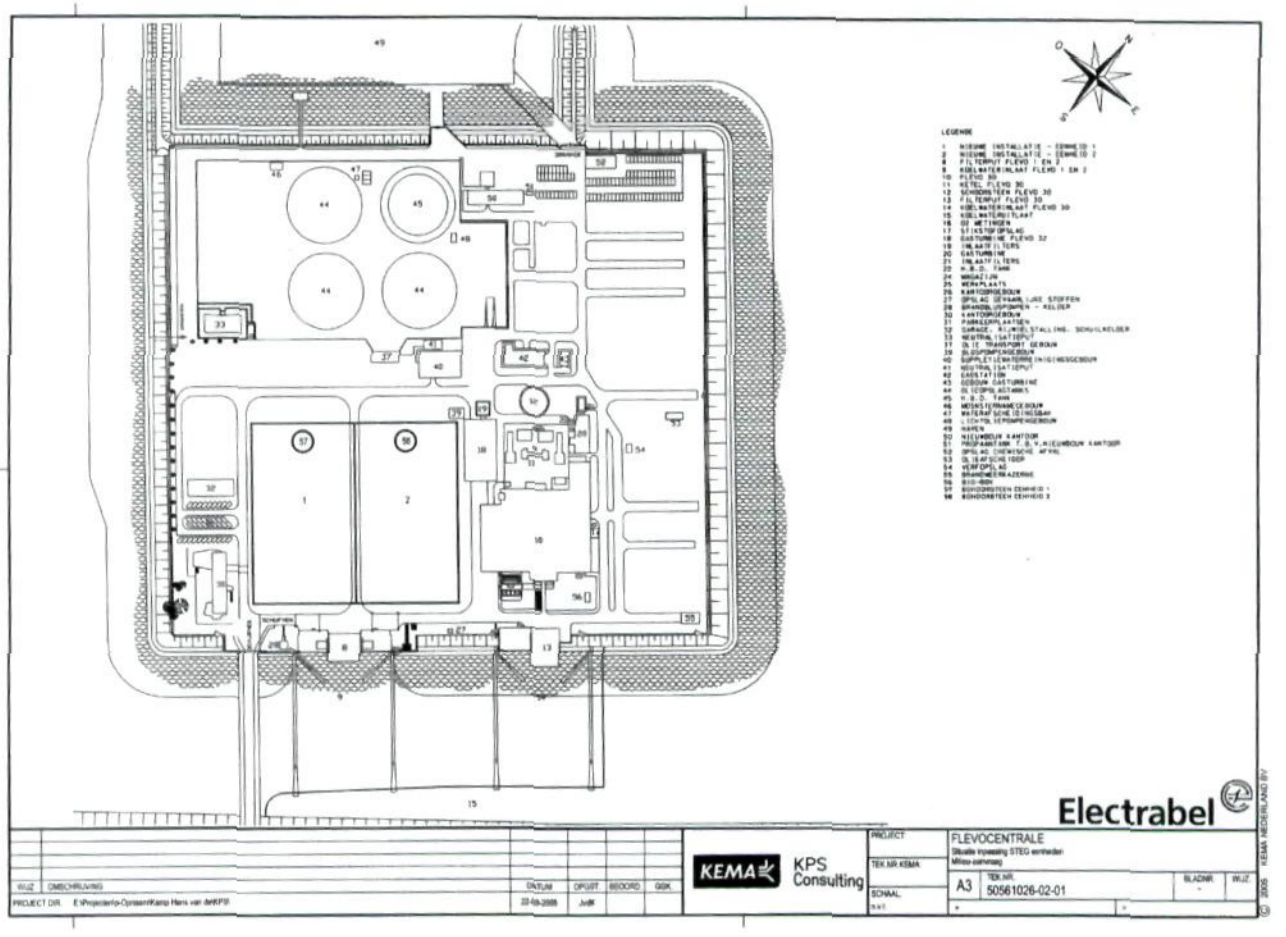
3 verbindingen met het aardgasnet
De centrale is gelegen bij een tak van het aardgastransportnet. Verzwaring of aanleg van nieuwe gasleidingen is relatief goed mogelijk, zodat geen problemen te verwachten zijn om de benodigde capaciteit ter plaatse te realiseren. Electrabel gaat er van uit dat de STEG's aangesloten worden op een nieuwe leiding voor hoogcalorisch gas

4 dynamische omgeving zodat toekomstige levering van warmte zeer wel mogelijk is
Uit studies naar de mogelijkheden van afzet van warmte blijkt dat het niet eenvoudig is om reeds bij de start van een grootschalig opwekkingsproject garanties te geven over de eventuele benutting van restwarmte. De beste kansen liggen in een omgeving waar groei is in warmtevraag. In paragraaf 4.4.5 wordt uitgebreider ingegaan op mogelijkheden voor warmteafzet. De veruit belangrijkste afzetgebieden blijken (KEMA, 2003) achtereenvolgens nieuwe bedrijventerreinen, glasbouw en nieuwbouwwijken. De provincie Flevoland is nog volop in ontwikkeling op deze gebieden zodat warmtelevering in de toekomst relatief goede kansen maakt

5 bediening en onderhoud van de nieuwe STEG-eenheden kan geïntegreerd worden met die van de bestaande installaties.

Dat ter plekke geen overschrijding van de grenswaarden voor luchtkwaliteit te vrezen viel, heeft de keuze van de locatie verder bevestigd.

De twee nieuwe eenheden worden gesitueerd op de huidige plaats van de eenheden Flevo 1 en 2. Om het initiatief mogelijk te maken zullen de eenheden Flevo 1 en 2 en enkele gebouwen en installaties worden afgebroken. De nieuwe lokale situatie is schematisch weergegeven in figuur 4.1.2.



Figuur 4.1.2 Globale situering van de installaties binnen de centrale

Figuur 4.1.3 Positie van de Flevocentrale ten opzichte van het hoogspanningsnet

4.1.2.2 De planning van het project

De indicatieve planning van het project is als volgt:

– indiening vergunningaanvraag en MER	november 2005
– aanvang sloopwerkzaamheden	najaar 2005
– verlening vergunning	medio 2006
– start bouw nieuwe STEG's	najaar 2006
– aanleg nieuwe gasleidingen	voorjaar 2008
– start commerciële levering	najaar 2008/begin 2009.

De bouw van beide STEG's kan ook na elkaar plaats moeten vinden. Daarom wordt in de vergunningaanvraag gevraagd op grond van artikel 8.18 sub 2 Wm om de installatie eerst binnen vijf jaar na onherroepelijke vergunningverlening in bedrijf te hoeven hebben.

4.1.2.3 Basisgegevens nieuwe STEG-eenheden

De belangrijkste technische gegevens van de nieuwe eenheden staan in tabel 4.1.3. De capaciteit van de STEG's is 2x60 MW_e groter aangehouden dan in de startnotitie omdat inmiddels extra branders in de ketel voor extra piekvermogen worden verondersteld. Dit snelle "regelvermogen" is veel waard op onder andere de zogenaamde onbalansmarkt.

Tabel 4.1.3 Totale basisgegevens van de twee nieuwe STEG's op de Flevocentrale op jaarbasis

brandstof	aardgas
thermisch vermogen (MW_{th})	1759
elektrisch vermogen (MW_e)	1020
netto rendement (%)	58 (55-60)
productie (vollastuur per jaar)	
maximaal	8760
gemiddeld	6000
bedrijfsuren (per jaar)	
maximaal	8760
gemiddeld	7000
koelwater	
max. lozing (MW)	598
jaargemiddelde lozing (MW)	410
max. hoeveelheid (m^3/s)	25
max. opwarming (°C)	15
max. temperatuur rand mengzone (°C)	30[1)]
gasverbruik	
hoogcalorisch (m^3/s)	2x23,5
emissies	
rookgashoeveelheid (Nm^3/s, droog, 15% O_2)	2x774
NO_x (g/GJ) (verwachting/max. 24h)[2)]	30 / 40
NO_x (ton/a) (verwachting/max. 24h)[2)]	1140/2218
CO (mg/m^3)	< 100
C_xH_y (mg/m^3)	< 10
CO_2 (g/GJ)	56
CO_2 (kton/a)(verwachting/maximum)	2127/3106
rookgastemperatuur	80 °C
schoorsteen	
– hoogte	70-90 m [3)]
– diameter	7 m [3)]

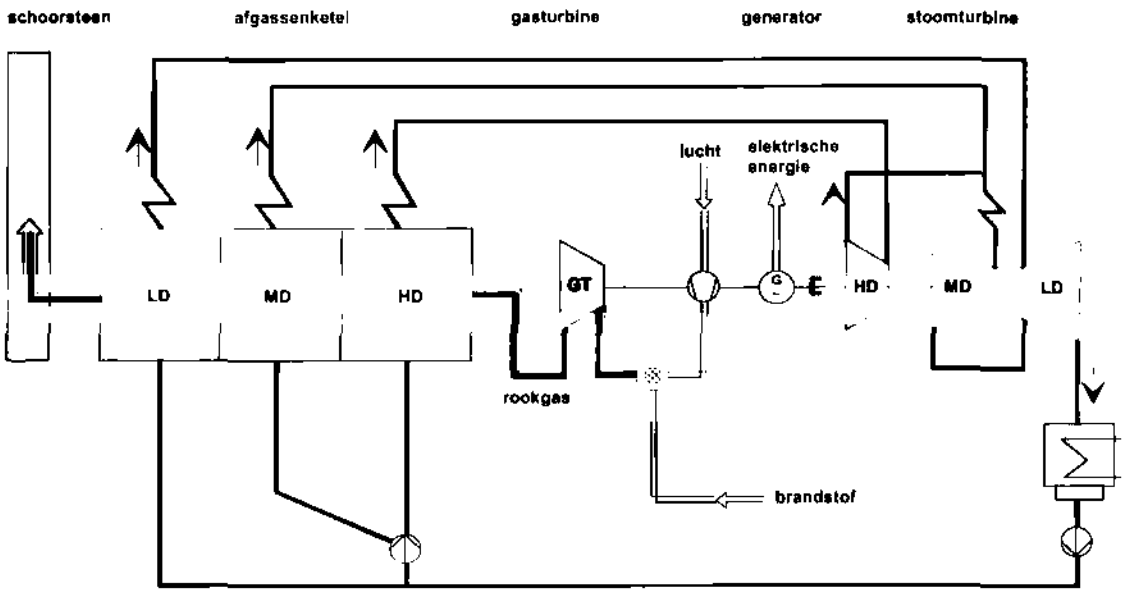
1) een week per jaar 32 °C

2) gebruikt bij het verwachtingsscenario V1 respectievelijk het maximum scenario V2 (zie paragraaf 5.1.1)

3) exacte hoogte en diameter bij ontwerp te bepalen. Om milieubelasting niet te onderschatten wordt bij de verspreidingsberekeningen uitgegaan van 70 m

De STEG-eenheden bestaan elk primair uit:
- een gasturbine met een nageschakelde bijgestookte afgassenketel (zie paragrafen 4.1.4 en 4.1.6), eventueel voorzien van bijstookbranders op aardgas
- een stoomturbine met condensor (zie paragraaf 4.1.7)
- een elektriciteitsgenerator (zie paragraaf 4.1.8).

Figuur 4.1.4 geeft het principeschema.



Figuur 4.1.4 Principeschema van de STEG's van de Flevocentrale

De stoom uit de stoomturbine zal in de condensor gecondenseerd worden met behulp van koelwater. Het koelwater is oppervlaktewater afkomstig uit het IJsselmeer.

De nieuw te bouwen eenheden zullen voldoen aan de eisen die zijn vastgelegd in het Best Available Technique Reference document for Large Combustion Plants (BREF LCP) dat is opgesteld voor centrales in het kader van de IPPC-richtlijn. De toetsing hieraan wordt beschreven in paragraaf 5.2. Ook zal worden voldaan aan de eisen die zijn vastgelegd in het BREF industriële koelsystemen. Voor deze toetsing wordt verwezen naar paragraaf 5.3. De overige relevante BREF's worden in paragraaf 5.10 behandeld.

De gegevens van de emissies naar lucht en water worden vermeld in de paragrafen 4.2.1 respectievelijk 4.2.2.

4.1.3 **Brandstofaanvoer**

Het aardgas wordt vanuit het aardgastransportnet van Gasunie betrokken. Electrabel gaat er voorshands van uit dat Gasunie de centrale op hoogcalorisch gas aansluit. Onverhoopte aansluiting op laagcalorisch gas heeft nagenoeg geen milieugevolgen. Daartoe zal waarschijnlijk een gasleiding vanaf de centrale Harculo (Zwolle) via Elburg naar Lelystad worden doorgetrokken. Gasunie vraagt voor deze leiding de vergunningen aan en verzorgt een eventueel benodigd MER.

De aanvoerdruk kan variëren van 40 tot 65 bar. De benodigde werkdruk van de gasturbine is afhankelijk van type en leverancier. Zij ligt doorgaans tussen 20 – 50 bar. Dit betekent dat de aardgasdruk vóór de gasturbine gereduceerd of gecomprimeerd wordt. Vanaf het gas(ontvangst)station wordt het gas grotendeels via ondergrondse leidingen naar de centrale getransporteerd.

In tabel 4.1.4 zijn belangrijkste gegevens van het te verstoken aardgas opgenomen. De gevolgen voor het milieu van beide brandstoffen zijn nagenoeg gelijk.

Tabel 4.1.4 Indicatieve samenstelling aardgas (componenten > 1%)

component		**hoogcalorisch aardgas**	**laagcalorisch aardgas**
stookwaarde	(MJ/m_o^3)	37,5	32
methaan	CH_4	87	81
ethaan	C_2H_6	7	3
overige koolwaterstoffen	C_3H_8	2	1
stikstof	N_2	2	14
kooldioxide	CO_2	2	1
totaal		**100**	**100**

4.1.4 Gasturbine-installatie

De gasturbine-installatie zal bestaan uit:
- een luchtcompressor
- verbrandingskamers
- de gasturbine zelf waarin expansie van het gas zal plaatsvinden.

In de luchtcompressor wordt buitenlucht samengeperst tot een druk van ongeveer 40-45 bar. In de verbrandingskamer wordt het gecomprimeerde mengsel van lucht en aardgas verbrand. De hete gassen (ongeveer 1200 °C) die bij de verbranding ontstaan, worden naar een expansieturbine geleid. Bij doorstroming van de turbine expanderen de verbrandingsgassen naar omgevingsdruk waarbij de energie uit de gassen wordt omgezet in mechanische energie. De gasturbine drijft de luchtcompressor en een elektrische generator aan.

De macrosamenstelling van de lucht en de rookgassen zijn weergegeven in tabel 4.1.5.

Tabel 4.1.5 Indicatieve macrosamenstelling van lucht en rookgassen

	N_2	**CO_2**	**O_2**	**H_2O**
lucht	77,4	-	20,7	1,0
rookgassen	74-75	3-5	11-13	8-10

4.1.5 **NO_x-reducerende technieken**

Bij verbranding van aardgas ontstaan als belangrijkste bijproducten stikstofoxiden (NO_x) en CO_2. Voor de minimalisatie van CO_2 wordt verwezen naar paragraaf 4.4.3.

Thermische NO_x, het NO_x dat ontstaat bij de reactie van de stikstof uit de verbrandingslucht met zuurstof, vormt verreweg het grootste deel van de totale bij de verbranding van gasvormige brandstoffen geproduceerde hoeveelheid NO_x. Met name de hoge vlamtemperatuur speelt hierbij een belangrijke rol.

De maatregelen die genomen kunnen worden om de NO_x-productie te verlagen worden dan ook gericht op:
- verlaging van de vlamtemperatuur
- verkorting van de contacttijd van de warme gassen
- een zo laag mogelijk zuurstofpercentage in de reactiezone.

Hierbij dient wel bedacht te worden dat eveneens een stabiele en volledige verbranding nagestreefd wordt, maar dat de bovenstaande soort maatregelen een negatief effect kunnen hebben op deze doelstellingen. Verder is voor een hoog gasturbinerendement een zo hoog mogelijke uitlaattemperatuur van de verbrandingskamer gewenst.

Het verlagen van de vlamtemperatuur zal daarom ook betekenen dat piektemperaturen in de vlam zo veel mogelijk moeten worden vermeden. Bovendien zullen bij kleinere temperatuurschommelingen in de vlam de NO_x-emissies lager worden.

De concrete wijze waarop gasturbineleveranciers de NO_x-emissie trachten te verlagen verschilt in detail. Omdat nog geen gasturbineleverancier is geselecteerd, kan thans nog niet nauwkeurig worden aangegeven hoe de NO_x zal worden gereduceerd.

Om kosten- en effectiviteitsredenen zullen de NO_x-emissies van de voorgenomen activiteit met behulp van "droge" technieken worden gereduceerd en niet met "natte" technieken. De beschikbare methoden waaruit een keuze zal worden gemaakt (mogelijk een combinatie van methodes) worden hierna in grote lijnen beschreven.

De eerste groep NO_x-emissiebeperkende maatregelen voor gasturbines zijn de **"droge"** technieken:
a aanpassing van verbrandingskamers
b getrapte verbranding met rijk/arm mengselzones

c voormenging van lucht en brandstof
d hybride verbrandingskamers
e katalytische verbrandingskamers
f externe recirculatie.

Alle bovenstaande technieken kunnen in gasturbine-installaties worden ingebouwd (i.e. het zijn geen "end of pipe" technologieën).

Optie a: aanpassing van de verbrandingskamers kan op diverse manieren plaatsvinden. De belangrijkste aanpassingen zijn grotere luchtovermaat in de reactiezone, betere menging van brandstof en lucht en kortere verblijftijd in de kamer. Dit wordt bewerkstelligd door opdeling in meerdere kleine branders en door wijziging van de constructie van de verbrandingskamer.

Optie b: bij het systeem met getrapte verbranding wordt het gas in eerste instantie met een ondermaat lucht, dat wil zeggen minder dan voor volledige verbranding nodig is, verbrand. Daarna vindt snelle koeling plaats door luchtbijmenging en vervolgens vindt restverbranding plaats. Het regelen van deze branders is zeer gecompliceerd, omdat de verhouding tussen de diverse luchthoeveelheden varieert met de belasting.

Optie c: de methode van voormenging behelst verlaging van de verbrandingstemperatuur door de lucht en de brandstof te mengen voordat ze in de verbrandingskamer komen. Zelfontbranding, vlamterugslag en vlamstabiliteit zijn problemen bij deze methodiek.

Optie d: de hybride verbrandingskamer bestaat uit een systeem met voormengbranders en een ondersteuningsbrander. Deze laatste brander heeft als belangrijkste taak de vlamstabiliteit te bevorderen.

Optie e: katalytische verbrandingskamers werken met een zeer grote lucht/brandstofverhouding. Met behulp van een katalysator wordt de vlam gestabiliseerd. Dit systeem is zeer gecompliceerd, omdat op de conventionele manier met deellast gestart en gewerkt moet worden. Deze techniek is niet eerder toegepast bij een STEG, zoals de voorgenomen activiteit.

Optie f: bij het systeem van externe recirculatie worden de uitlaatgassen deels teruggevoerd naar de compressorinlaat. Deze methode is zeer gecompliceerd en

erg duur, zeker bij toepassing in een STEG-installatie. Deze methode is dan ook voor een dergelijke installatie nog niet toegepast.

Door gasturbineleveranciers wordt onderzoek uitgevoerd naar een zo groot mogelijke verhoging van het gasturbinerendement door met hogere vlamtemperaturen in de gasturbine te werken. Dit kan echter leiden tot vermindering van de doelmatigheid van maatregelen ter reductie van de NO_x-emissies. Er bestaat derhalve een conflict tussen het verhogen van het gasturbinerendement en verdere NO_x-reductie (een hoog rendement is uiteraard ook zeer belangrijk omdat dit minder brandstof vereist en minder CO_2-emissie geeft).

De uiteindelijk toegepaste droge technieken zullen nog enigszins van de leverancier afhangen. Nadat de STEG's stabiel opereren zal een meet- en optimalisatieprogramma worden gestart. De resultaten van dit programma zullen aan het bevoegde gezag worden gerapporteerd. Op basis van de resultaten van het programma kunnen de vergunningwaarden eventueel worden aangepast, waarbij rekening gehouden wordt met duurzaam te bereiken niveaus.

Gezien het bovenstaande wordt in dit MER voor de NO_x-emissieberekeningen voor de gasturbine/afgassenketelinstallatie een maximale NO_x-emissie van 40 g/GJ (24 h gemiddelde waarde) gehanteerd. Uit de praktijk met de Eemscentrale is gebleken dat in de praktijk lagere waarden verwacht kunnen worden. Daarom wordt als verwachtingswaarde 30 g/GJ gehanteerd.

In paragraaf 4.4.7 worden verdergaande NO_x-beperkende maatregelen behandeld, zoals natte en katalytische technieken.

4.1.6 Afgassenketel

De warmte, aanwezig in de rookgassen die de gasturbine verlaten, wordt gebruikt om stoom en warm voedingswater te produceren. Deze stoom wordt gebruikt voor de aandrijving van de stoomturbine. De temperatuur van de rookgassen in de uitlaat van de afgassenketel is circa 80 °C.

De afgassen die de gasturbine verlaten, bevatten nog relatief veel zuurstof (circa 13%). Daarom kunnen deze gassen meteen worden gebruikt om een aanvullende hoeveelheid aardgas in de afgassenketel te verstoken.

De afgassenketel bestaat uit een plaatstalen kanaal met rechthoekige doorsnede waarin diverse pijpenbundels zijn geplaatst, waardoor water of stoom stromen. De pijpenbundels zijn verbonden met toevoer- en afvoerpijpen. De productie van stoom vindt op drie drukniveaus plaats, te weten hogedruk (HD), middendruk (MD) en lagedruk (LD).

Het stoomproductieproces kan globaal als volgt worden beschreven (zie ook figuur 4.1.5). Het condensaat uit de condensor wordt na verwarming in de ontgasser geleid. De ontgasser dient hoofdzakelijk voor het afscheiden van de in het water opgeloste zuurstof, waardoor corrosie aan de pijpenbundels wordt voorkomen. Vanuit de ontgasser wordt de waterstroom op druk gebracht door pompen. Het water verdampt in de pijpenbundels (verdamper, oververhitter en heroververhitter) waarbij oververhitte stoom wordt geproduceerd. De hoge-druk-stoom wordt naar de stoomturbine gevoerd, expandeert daar en condenseert weer in de condensor.

Voor de afvoer van de rookgassen is elke ketel van een schoorsteen voorzien.

4.1.7 Stoomturbine

De in de afgassenketel geproduceerde stoom wordt naar de stoomturbine gevoerd. De onder hoge druk staande stoom expandeert trapsgewijs in de turbine. Door middel van deze expansie wordt de energie overgedragen op de schoepenwielen die op de as zijn gemonteerd. De as gaat daardoor draaien. De as is aan een generator gekoppeld waarmee elektriciteit wordt opgewekt.

4.1.8 Generatorinstallatie en netaansluiting

De eerder beschreven gas- en stoomturbine zijn via één as gekoppeld aan een generator, waarmee de elektriciteit wordt opgewekt. De rotatiesnelheid van de gasturbine bedraagt 3000 rpm. Deze generator wordt in een gesloten kringloop door waterstof of lucht gekoeld. Bij waterstofkoeling treedt een minimale lekkage op langs de afdichtingen tussen statorhuis en rotor. Afvoer van het lekgas vanuit de machinezaal vindt plaats via ventilatie in het dak. Indien tijdens stilstand werkzaamheden moeten worden uitgevoerd aan de generator, wordt het waterstofgas door middel van inertgas uitgedreven.

Voor de smering en koeling van de lagers van de turbine en de generator en voor de verstelling van de regel- en stopkleppen van de turbine wordt olie toegepast. Ook in diverse transformatoren wordt olie gebruikt voor isolatie en koeling.

De door de generator opgewekte elektrische energie (spanningsniveau circa 20 kV) wordt via transformatoren naar 150 of 380 kV getransformeerd en op dat niveau naar het nabijgelegen schakelstation getransporteerd. Bij dit schakelstation vindt aansluiting op de transportleidingen plaats.

4.1.9 Energiebalans

Tabel 4.1.4 geeft de energiebalans[1] van de centrale. Daarbij is uitgegaan van de maximale inzet van de eenheden. Hiervoor zijn de basisgegevens uit de tabellen 4.1.2 en 4.1.3 gehanteerd. Voor Flevo 30 is hierbij steeds uitgegaan van combi-bedrijf. Gelet op de marginale inzet van de Nancy gasturbine, is het energieverbruik daarvan te verwaarlozen.

Tabel 4.1.4.a Huidige energiebalans Flevo 30 (combi-bedrijf)

IN (MJ/s)		**UIT** (MJ/s)	
aardgas Flevo 30	1129	elektriciteit	491
		koelwater	525
		ketelverliezen e.d.	113
totaal	1129	totaal	1129

Tabel 4.1.4.b Toekomstige energiebalans Flevo 30 (combi-bedrijf) + STEG's

IN (MJ/s)		**UIT** (MJ/s)	
aardgas Flevo 30	1129	elektriciteit	491
		koelwater	525
		ketelverliezen e.d.	113
aardgas STEG's	1759	elektriciteit	1020
		koelwater	598
		ketelverliezen e.d.	141
totaal	2888	totaal	2888

[1] strikt genomen: vermogensbalans (energie per tijdseenheid)

4.1.10 Deminwaterinstallatie

Voor het maken van chemisch zeer zuiver water ten behoeve van de water/stoomkringloop wordt de huidige demineralisatie-installatie uitgebreid of vernieuwd. Als voedingswater wordt uitgegaan van drinkwater of IJsselmeerwater. Er zijn twee soorten installaties mogelijk en wel:

1 demineralisatie met behulp van ionenwisselaars
2 demineralisatie met reverse osmose.

In geval van inzet van IJsselmeerwater zullen grove filtratie en bezinking voorgeschakeld worden. Het slib uit de bezinking zal worden ontwaterd en naar een erkende afvalverwerker worden afgevoerd.

Ionenwisselaars
De installatie bestaat uit straten die elk zijn opgebouwd uit één kationfilter, een CO_2-uitdrijftoren, een anionfilter en een mengbedfilter. Met de filters worden de negatief en positief geladen ionen, alsmede de zwevende deeltjes uit het water verwijderd. De filters worden met zoutzuur en natronloog geregenereerd. Het afvalwater met de afgevangen zouten wordt in het neutralisatiebassin opgevangen, geneutraliseerd en na opmenging met het koelwater geloosd. Voor hoeveelheden wordt verwezen naar de tabellen 4.2.3 en 4.2.4. Ten gevolge van de productie van deminwater worden chloride en natrium geloosd.

Reverse osmose
De installatie bestaat in dat geval uit straten die elk zijn opgebouwd uit een filter, een reverse osmose-eenheid, een CO_2-uitdrijftoren en een mengbedfilter. Met het eerste filter worden de zwevende deeltjes uit het water verwijderd. In de reverse osmose-eenheid worden de positief en negatief geladen deeltjes verwijderd. Het mengbedfilter dient om de laatste overgebleven ionen te verwijderen. Het afvalwater met de afgevangen zouten wordt in het neutralisatiebassin opgevangen, geneutraliseerd en nadien na opmenging met het koelwater via de koelwaterleidingen geloosd. In dit geval worden eveneens chloriden en natrium geloosd en bovendien biologisch afbreekbare zeep. Het energieverbruik ligt ruim 300 MWh per jaar boven dat van ionenwisselaars.

4.1.11 Condensor, condensorreiniging en koelwaterleidingen

Condensor
De volledig geëxpandeerde stoom uit de lagedruksectie van de stoomturbines wordt in de condensors gecondenseerd, waarbij koeling plaatsvindt door het koelwater uit het IJsselmeer.

De condensors zijn uitgevoerd als een pijpenwarmtewisselaar, waarbij koelwater door de pijpen stroomt en condensatie van de stoom plaatsvindt op de buitenkant van de pijpen. De condensorpijpen worden in titaan uitgevoerd om corrosie en koperlozingen naar het oppervlaktewater tegen te gaan.

Condensorreiniging

De koelwaterzijde van de pijpen staat vooral bloot aan afzetting van (an)organische bestanddelen, sedimentatie van zand en kleideeltjes en aan biologische aangroei, met name bacteriële slijmvorming (microfouling). Deze afzettingen verhinderen een goede warmteoverdracht tussen de te condenseren lagedrukstroom en het koelwater. Om de condensor te reinigen wordt gebruik gemaakt van het thermoshocken. Dit voorkomt dat chloor gedoseerd en geloosd moet worden.

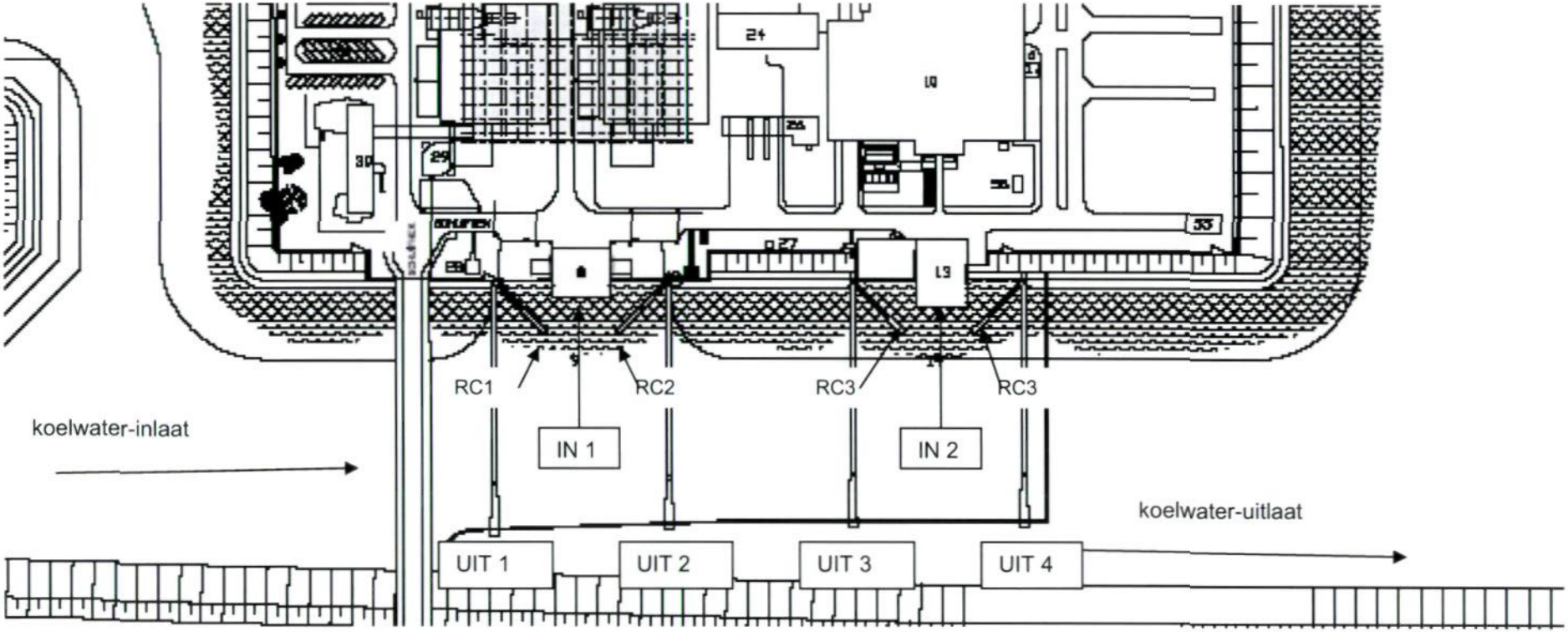
Bij thermoshocken wordt het koelwater gedurende twee uur op een temperatuur van 35 à 50 °C, gebracht, zodat de aangroei in condensor en koelwaterkanalen afsterft.

Daarnaast zal een Taproggeballensysteem in worden gebouwd waarmee regelmatig (licht schurende) sponsrubberballen door de pijpen worden gedrukt om afzettingen weg te schrapen. Deze ballen worden hergebruikt.

Koelwaterloop

De koelwaterinname- en -lozingspunten zijn aangegeven in figuur 4.1.5.
Het koelwater wordt onttrokken uit de koelwaterinlaatkanaal direct ten zuidoosten van het eiland. Dit kanaal staat in zuidwestelijke richting in open verbinding met het IJsselmeer. Aan de zuidoostelijke zijde van dit kanaal is een wand geplaatst waarachter het opgewarmde koelwater wordt geloosd: het koelwateruitlaatkanaal. Aldus wordt voorkomen dat opgewarmde koelwater direct weer aangezogen wordt ("kortsluiting"). Het opgewarmde koelwater dient ten minste een afstand van 1,8 km af te leggen voordat het bij de inlaat terug is. Ondertussen wordt het afgekoeld aan het oppervlak en opgemengd met kouder IJsselmeerwater.

In het nieuwe pomphuis passeert het ingenomen koelwater eerst grofroosters, voor het afvangen van grofvuil en daarna een "fijne" roterende zeef met afspuitinstallatie. Het afgevangen materiaal inclusief vis en kreeftjes van de "fijne" zeven wordt via een zeefinstallatie geleid om de vis te scheiden van het andere materiaal en daarna via een retourgoot teruggevoerd naar het IJsselmeer. De zeefinstallatie wordt zodanig uitgevoerd dat de overlevingskans van de vis en kreeftjes optimaal is. Na passage van de koelwaterpompen komt het koelwater bij de condensors.



Figuur 4.1.5 Situering punten voor koelwaterinlaat (IN), Recirculatie (RC) en koelwateruitlaat (UIT) tussen de dijk en de stroomgeleidingswand

Op dit moment bestaat de macrofouling van de koelwaterkanalen van de Flevocentrale voornamelijk uit mosselen en zeepokken. Echter, de kans is groot dat ook oesters een probleem gaan vormen. De Best Available Technique (BAT) voor de bestrijding van macrofouling is Pulse-Chlorination®, hetgeen door Rijkswaterstaat wordt onderschreven en is opgenomen in de BREF voor industriële koelsystemen (IPPC, 2000) dan wel thermoshocken. Electrabel kiest voor de nieuwe STEG's voor thermoshocken zodat geen enkele chemische stof aan het koelwater wordt toegevoegd.

De koelwaterlozingen worden beschreven in paragraaf 4.2.2 en hun effecten op het milieu in paragraaf 5.3. De condensor zal zo ontworpen worden dat het koelwater maximaal 7 K (gemiddeld 5 K) zal worden opgewarmd bij een intreetemperatuur van 23 °C.

4.1.12 Voorzieningen in verband met stroomuitval

Van een "black-out" (totale stroomuitval) is sprake indien ten gevolge van storing vanuit het koppelnet of vanuit de installatie zelf het gehele centrale-complex uitvalt en de eigen bedrijfsvoorzieningen niet meer kunnen worden gehandhaafd. De Nancy gasturbine dient onder andere om in die situatie opstarten mogelijk te maken.

Ter bescherming van het bedieningspersoneel en de installaties zijn de volgende voorzieningen getroffen:

- noodstroomaggregaat met een vermogen van circa 0,4 MVA, ten behoeve van die installatie-onderdelen, die een ononderbroken elektrische voeding vereisen (beveiliging, procescomputer, et cetera). Dit noodstroomaggregaat zal dieselolie als brandstof gebruiken
- noodverlichting, in de installatie worden noodverlichtingsarmaturen aangebracht die elk hun eigen noodstroomvoorziening hebben
- gelijkstroomvoorziening op basis van accu's voor en bij die delen van de installatie die ononderbroken elektriciteit vereisen (beveiligingssystemen, procesregeling, enzovoorts).

4.2 Milieu-emissies installaties

In deze paragraaf worden de milieu-emissies van de voorgenomen activiteit beschreven. In hoofdstuk 5 worden de effecten van deze emissies behandeld.

4.2.1 Emissies naar de lucht

In tabel 4.2.1 zijn de NO_x-emissies naar de lucht in de thans vergunde situatie en de toekomstige situatie weergegeven. De CO_2-emissies zijn reeds vermeld in de tabellen 4.1.2 en 4.1.3. De verwachte emissies zijn voor de bestaande eenheden gebaseerd op meetresultaten in het verleden en voor de nieuwe eenheden op de emissies van de modernste eenheden zoals van de Eemscentrale. De aangevraagde emissies zijn de emissies waar vergunning voor wordt aangevraagd. Daarbij is een marge ten opzichte van de verwachte emissies in acht genomen omdat ten gevolge van allerlei meteorologische (met name temperatuur en luchtvochtigheid) en bedrijfsomstandigheden (onderhoud) en belasting de emissies van gasturbines en STEG's kunnen variëren.

Stofemissies zijn bij aardgas stoken niet aan de orde. Voor de stofemissie van het alternatief (bio-)olie (waarvoor thans geen vergunning wordt aangevraagd) wordt verwezen naar paragraaf 4.4.3.

Tabel 4.2.1 Overzicht van vroeger vergunde en thans aangevraagde NO_x-emissies (g/GJ)

	vergunde emissies	**thans aangevraagde emissies**
Flevo 1	65	-
Flevo 2	65	-
Flevo 30[1)]		
– gasturbine	65	65
– combi-bedrijf	65	65
STEG's	n.v.t.	40

[1)] de emissie van de kleine gasturbine (22 MW_e) is hierbij inbegrepen

De resulterende emissievrachten en belastingen worden in paragraaf 5.2 uitgewerkt. De best bestaande technieken ter vermindering van de emissies van NO_x en CO_2 staan in de paragrafen 4.1.5, 4.4.3 en 4.4.7 beschreven.

4.2.2 Emissies naar water

De werking van de voorgenomen activiteit impliceert lozing van verschillende soorten afvalwater. Tabel 4.2.2 geeft de verschillende soorten afvalwater en hun herkomst in de voorgestelde centrale. De tabellen 4.2.3 en 4.2.4 presenteren de hoeveelheden en de samenstellingsgegevens.

Tabel 4.2.2 Waterbronnen en lozingsbestemming

soort water	**oorspronkelijke herkomst van water**			**wordt geloosd op**
	drinkwater	oppervlakte-water	regenwater	
hoofdkoelwater		X		IJsselmeer
hulpkoelwater		X		IJsselmeer
ketelspuiwater	X[1)]			IJsselmeer
spuiwater uit demininstallatie	X[1)]			IJsselmeer / hergebruik
huishoudelijk afvalwater	X			via biorotoer op IJsselmeer
schrob-, lek- en spoelwater	X			via olie-afscheider op IJsselmeer
regenwater (terrein en daken)			X	IJsselmeer
(afval)water van het lab	X			– afvalwater naar verwerker – spoelwater op IJsselmeer
bluswater	X	X		na analyse op IJsselmeer

[1)] voor de nieuwe STEG's wordt mogelijk van oppervlaktewater gebruik gemaakt

Tabel 4.2.3 Hoeveelheden geloosd water voor de gehele centrale

soort afvalwater	**hoeveelheid (m^3 per jaar)**
hoofdkoelwater – Flevo 30 – STEG's	 440 miljoen 800 miljoen
hulpkoelwater – Flevo 30 – STEG's	 3200 10 000
ketelspuiwater – Flevo 30 – STEG's	 10 000 60 000
spuiwater uit demininstallatie – Flevo 30 – STEG's	 6000 60 000
huishoudelijk afvalwater – Flevo 30 – STEG's	 7000 14 000
schrob-, lek en spoelwater – Flevo 30 – STEG's	 600 1000
regenwater (terrein en daken): 12,5 ha x 750 mm	gem. 94 000
afvalwater van het lab – Flevo 30 – STEG's	 200 200
bluswater	afhankelijk omvang bluswerkzaamheden

Tabel 4.2.4 Samenstelling geloosde (afval)water

soort afvalwater	**samenstelling**		
	Flevo 30		**STEG's**
hoofdkoelwater	geen toevoegingen		geen toevoegingen
hulpkoelwater (0,4 m^3/s +)	chloor: < 0,2 mg/l olie: na olieslot < 15 mg/l		olie: na olieslot < 15 mg/l
ketelspuiwater	25% ammoniakoplossing (2500 kg) trinatriumfosfaat (tot. max. 750 kg)		idem Flevo 30 (20 000 kg) idem idem Flevo 30 (max. 5000 kg)
spuiwater uit demininstallatie (5625 + m^3 per jaar)	put 1 (5000 m^3/a)	put 2 (625 m^3/a)	
	Na < 4 g/l Ca < 3 g/l Mg < 0,2 g/l NH_3 < Cl < 13 g/l SO_4 < 1 g/l NO_3 < 0,01 g/l	Na < 8 g/l Ca Mg NH_3 < 1,6 g/l Cl < 9 g/l SO_4 NO_3	chloriden 45 000 kg/a[1)] CZV 700 kg/a totaal N 5 kg/a
huishoudelijk afvalwater	gezuiverd in bio-rotor		idem Flevo 30
spoelwater ketel	Fe < 2 mg/l Ni < 3 mg/l Cu < 1 mg/l V < 5 mg/l		idem Flevo 30
regenwater (terrein en daken)	niet noemenswaardig vervuild		idem Flevo 30
afvalwater van het lab	sporen van grond en hulpstoffen chemicaliën worden ingezameld		idem Flevo 30
schrob- en lekwater	via olieafscheider: max. 15 mg/l		idem Flevo 30
bluswater	afhankelijk gebluste object		idem Flevo 30

[1)] in geval van omgekeerde osmose ca. 25000 kg

Koelwater

Het koelwater wordt via het koelwaterkanaal uit het IJsselmeer ingenomen. Voor de inname passeert het roosters en filters. Het water wordt ten zuidoosten van de damwand die koelwaterin- en uitlaatkanaal van elkaar scheidt, geloosd. De belangrijkste verontreiniging is de thermische. Het hulpkoelwater wordt met het koelwater geloosd na geleiding over een olie-afscheider.

Bij de Flevocentrale blijkt in het algemeen geen chlorering nodig om aangroei te bestrijden.

Regenerant van de demininstallatie met ionenwisselaars
De demininstallatie zuivert drinkwater (of IJsselmeerwater) ten behoeve van de water/stoomkringloop. De filters worden met zoutzuur en natronloog geregenereerd en vervolgens gespoeld. Het regenerant wordt opgevangen in een neutralisatietank. Vanuit de neutralisatietank wordt het regenerant met een pH tussen 6 en 9 in de koelwaterafvoerleidingen geloosd. In geval omgekeerde osmose toegepast wordt (zie paragraaf 4.1.10), kan de zoutlast ten gevolge van dit proces globaal gehalveerd worden.

Ketelspuiwater
Het zoutgehalte in het water/stoomcircuit wordt onder een bepaalde waarde gehouden om deposities in de verdampings- en oververwarmingspijpen en versnelde corrosievorming te voorkomen. Daartoe wordt het ketelwater regelmatig uit het spuivat naar het koelwatersysteem afgevoerd. Het spuiwater bevat derhalve lage zoutconcentraties.

Tijdens het bedrijven van de ketels treden twee soorten spuistromen op, namelijk een continue spui en discontinue spui. De continue spui bedraagt circa 1% van de stoomproductie. Eénmaal per jaar is er groot onderhoud aan de ketels. Deze worden dan geheel gespuid.

Huishoudelijk afvalwater
Huishoudelijk afvalwater is afkomstig van kantine en sanitaire voorzieningen. Na zuivering in de lokale biologische zuivering (biorotor, type Biodisc B8) wordt het effluent geloosd. De capaciteit is 20 m^3 per dag.

Schrob-, lek- en spoelwater
Het schrob-, lek- en spoelwater uit de bedrijfsruimten wordt via een oliescheider afgevoerd. Het kan verontreinigd zijn met olie met een maximale concentratie van 15 mg/l. Bij het doorspoelen van de ketelpijpen tijdens de inbedrijfstellingsfase zou een piekhoeveelheid van 200 m^3/h kunnen optreden. De verontreiniging bestaat dan voornamelijk uit zand en stof. Olie wordt niet verwacht. Dit water wordt via het koelwaterleidingen afgevoerd naar het oppervlaktewater.

De rotoren van de gasturbine compressoren worden elk circa vier keer per jaar gewassen met water en detergenten ("zeep"). Momenteel is nog niet bekend welk detergent zal worden gebruikt. De uiteindelijke keuze zal aan de Algemene Beoordeling Methodiek (ABM) getoetst worden.

Hemelwater

Het van de gebouwen (productie-eenheid, algemene voorzieningen) en verharde oppervlakten afkomstige regenwater dat niet verontreinigd is met olie of chemicaliën wordt in verschillende putten verzameld en afgevoerd naar het oppervlaktewater. Regenwater dat in contact kan komen met olie (hoofdzakelijk van de wegen) wordt apart verzameld en via een oliescheider afgevoerd. De schone stroom wordt rechtstreeks naar het oppervlaktewater afgevoerd.

Tijdens of direct na een groot incident wordt regenwater verzameld in twee opslagputten in de uitlaatleiding van het rioolsysteem. Het water wordt vervolgens geanalyseerd en als verontreiniging wordt aangetroffen, wordt het naar een erkende verwerker afgevoerd.

Afvalwater van het laboratorium

In het laboratorium wordt het ketelwater van de ketels op zuiverheid geanalyseerd en smeer- en regelolie getest. De afvalchemicaliën worden ingezameld en via erkende verwijderaars afgevoerd. Het spoelwater wordt geloosd.

Bluswater

De systeemeisen van het brandblussysteem worden ruim voor de inbedrijfname aan de regionale brandweer ter goedkeuring voorgelegd. De te gebruiken materialen voor de voorgenomen activiteit (beton, metselwerk en staal) als ook de minimale opslaghoeveelheid van chemicaliën beperken de kans op brand en dus op verontreinigd water ten gevolge van verontreinigd bluswater tot een minimum. Bovendien zal het bluswater geen additieven bevatten. De enige grote verontreiniging die kan optreden is dat er olie vanuit opslagen of apparatuur in het bluswater komt. Het debiet waarmee geblust zal worden is maximaal 150 m^3/uur. Het bluswater wordt zo veel mogelijk opgevangen binnen de damwanden om de tanks c.q. in de putten van het rioolsysteem. Indien uit analyses blijkt dat het bluswater te zeer verontreinigd is, zal dit afvalwater worden afgevoerd naar een erkende verwerker. Niet verontreinigd water mag via het koelwatersysteem worden geloosd op het oppervlaktewater.

4.2.3 Akoestische voorzieningen

De geprojecteerde installatie mag de geldende geluidszone van het industriegebied niet overschrijden en zal qua technische uitvoering en geluidsreductie voldoen aan zowel ALARA als aan het gestelde in de BREF Large Combustion Plants. Bij de prognoseberekeningen inzake de geluidsemissie en -immissie zijn de volgende uitgangspunten en voorzieningen gehanteerd.

Bestaande installaties

In de huidige situatie wordt (sinds 2004) feitelijk alleen met de bestaande gasturbine (eenheid FL32) solobedrijf ("stand-alone") gevoerd. Dit solobedrijf vindt momenteel alleen overdag plaats met een uitloopmogelijkheid tot 20:00 (derhalve 12 uur in de dagperiode en 1 uur in de avondperiode). Tevens wil Electrabel de mogelijkheid open houden om de gehele combi-eenheid Flevo 30 (eenheid Flevo 3 inclusief gasturbine FL32) in te zetten.

Met de huidige installaties is de geluidemissie naar de omgeving tijdens solobedrijf hoger dan tijdens combi-bedrijf. De oorzaak hiervan is gelegen in het feit dat bij solobedrijf de afgassen van de gasturbine rechtstreeks, na het traject door de geluiddemper tussen turbine en ketel te hebben doorlopen, naar buiten worden gevoerd. De demping van het gehele uitlaattraject (kanalen, ketel en schoorsteen) komt hierbij immers te vervallen.

Daar solobedrijf in de huidige situatie alleen in de dagperiode en maximaal gedurende één uur in de avondperiode plaatsvindt, is deze bedrijfsvoering mogelijk binnen de geluidvoorschriften in de vigerende Wm-vergunning.

Overigens wordt opgemerkt dat in de bestaande situatie combi-bedrijf (gasturbine inclusief ketel Flevo 3) wel continu gedurende het gehele etmaal mogelijk is binnen de restricties van de vigerende Wm-vergunning.

In de akoestische berekeningen is voor wat betreft de huidige installaties derhalve uitgegaan van solobedrijf met gasturbine FL32 in de dag- en avondperiode (conform de huidige situatie) of combi-bedrijf (FL32 + ketel Flevo 3) gedurende het gehele etmaal waarbij de nachtperiode maatgevend is voor de etmaalwaarde.

Hierbij is er van uitgegaan dat (zoals eerder is aangegeven), indien in de toekomst eventueel ook buiten genoemde periode solobedrijf met de gasturbine FL32 zal worden gevoerd, aanvullende geluidreducerende maatregelen zullen worden genomen, waardoor de geluidemissie tijdens solobedrijf niet hoger zal zijn dan tijdens combi-bedrijf.

Nieuwe installaties

Gasturbines

De inpandig opgestelde gasturbines en bijbehorende generatoren zullen (binnen het gebouw) in een geluidreducerende omkasting worden geplaatst. Hierdoor zal het nagalmniveau in de turbinehallen beperkt blijven tot maximaal 85 dB(A).

De inlaatkanalen voor de verbrandingslucht zullen worden voorzien van omvangrijke geluiddempers.

Stoomturbine
De STEG-installaties zijn beide voorzien van een eigen stoomturbine.

Per STEG-eenheid is één generator voorzien. De gasturbine en stoomturbine staan op één as en drijven gezamenlijk één generator aan. De inpandig opgestelde stoomturbines en bijbehorende generatoren zullen worden voorzien van een goede akoestische omkasting, waarmee het nagalmniveau in de beide turbinehallen beperkt zal worden tot maximaal 85 dB(A).

Afgassenketel
Omdat nog niet zeker is hoe de afgassenketels opgesteld worden, wordt vooralsnog van buitenopstelling uitgegaan. In het rookgaskanaal tussen de gasturbine en de afgassenketel zal een zware geluiddemper worden geplaatst waarmee de geluidemissie van de ketel zo veel mogelijk zal worden beperkt. Tevens zal de ketel van geluidreducerende isolatie worden voorzien.

Stoomleidingen zullen eveneens van een geluidreducerende isolatie worden voorzien.

Schoorstenen
De schoorstenen van de beide afgassenketels zullen afhankelijk van het fabrikaat zonodig worden voorzien van omvangrijke geluiddempers (vooralsnog beoogde geluidreductie circa 20 dB(A)).

Ketelvoedingpompen
De ketelvoedingpompen zullen in een geluidreducerende omkasting worden opgesteld (beoogde geluidreductie ten minste 20 dB(A)).

Koeling
Het koelwaterinlaatstation zal aan de zuidoostzijde van het centrale-eiland worden gesitueerd. De pompen zullen in een goede, geluidreducerende omkasting of in een gebouw worden geplaatst.

De koelwateruitlaat bevindt zich eveneens aan de zuidoostzijde van het eiland. Middels een speciale wand tussen inlaatzijde en uitlaatzijde wordt vermeden dat opgewarmd koelwater

direct weer wordt aangezogen. De koelwateruitlaat wordt overigens niet als relevante geluidbron voor de omgeving aangemerkt (lage bron, vrije uitstroming).

Alle bovenstaande voorzieningen zullen naar verwachting resulteren in immissierelevante bronsterkten L_w, zoals weergegeven in tabel 4.2.3.

Tabel 4.2.3 Immissierelevante bronsterkten (L_w in dB(A))

bron	aantal	L_{WR} / stuk in dB(A)
hoofdtransformator	2	100
luchtinlaat GT, opening	2	100
luchtinlaat GT, zijde	4	97
turbine luchtinlaat	4	98
schoorsteen	2	97
ketel, main body	2	102
ketel, inlaatdeel	2	106
ketel, diffuser	2	105
turbinehal totaal	2	95
ventilatie hal	2	93
stoomleidingen buiten, totaal	2	100
gasregelstation	1	95
koelwaterinlaatstation	1	95

Tijdens bypassbedrijf van de gasturbine tijdens het opstarten kunnen gedurende maximaal enkele uren plaatselijk (met name in de directe nabijheid van de condensor en de stoomturbine in de turbinehallen) verhoogde geluidniveaus optreden. Uitgegaan is van een 10 dB hogere geluidemissie vanwege de beide turbinehallen.

Met betrekking tot het openen van stoomveiligheden ("afblazen" van stoom) is uitgegaan van een immissierelevante bronsterkte van circa 120 à 130 dB(A). Deze komen buiten de opstartfase alleen bij ernstige storingen of calamiteiten in bedrijf. Teneinde deze bronsterkte te realiseren zullen zware geluiddempers worden toegepast.

De resulterende geluidbelastingen en de toetsing aan de regels zijn beschreven in paragraaf 5.5.

4.2.4 Bodem en grondwater

De centrale wordt gebouwd op het terrein van de huidige Flevocentrale. Dit terrein is bij de totstandkoming opgespoten. Na sloop en afvoer van Flevo 1 en 2 en enige lokale bodemsanering is het terrein bouwrijp en in die zin hoeft er dus niets aan het terrein gedaan te worden.

Tijdens de bouw van de centrale zal de bodem worden blootgelegd en vindt er bemaling plaats van de bouwputten. De verwachte hoeveelheid is thans niet nauwkeurig aan te geven. Zonodig zal een vergunning ingevolge de Grondwaterwet worden aangevraagd. Het opgepompte grondwater zal in overleg met de betreffende instanties op het oppervlaktewater worden geloosd.

4.2.5 Beveiligingssystemen, starten, storingen

Algemeen

Tijdens bedrijf zullen op de relevante plaatsen in de centrale metingen worden verricht om de juiste procesgang te waarborgen. Als bij deze metingen een waarde wordt gevonden die buiten de ingestelde grenswaarden valt, wordt een signaal geactiveerd. Voor een aantal situaties zullen automatisch corrigerende maatregelen worden getroffen om de voor de procesgang normale waarden te herstellen.

Alle signalen voor meting, regeling en beveiliging van het proces van de installatie zijn ondergebracht in een daartoe ingerichte bedienings- en bewakingsruimte. In het systeem zijn diverse voorzorgsmaatregelen (zoals redundantie en onafhankelijke systemen) getroffen om falen van veiligheidssystemen te voorkomen. In de bedienings- en bewakingsruimte is continue bewaking aanwezig.

Koude en warme start

Een koude start van de centrale komt een aantal keren per jaar voor en kenmerkt zich door de volgende drie processtappen:

stap 1: de gasturbine wordt met behulp van een elektrische startmotor of door gebruik van de generator als startmotor op een snelheid van ongeveer 1000 rpm gebracht. Hierbij worden de gasturbine en afgassenketel met lucht gespoeld. Deze stap duurt ongeveer 10 – 20 minuten

stap 2: bij 1000 rpm levert de compressor voldoende druk om gas in de verbrandingskamer te verbranden en de gasturbine verder op het bedrijfstoerental te brengen. Deze stap duurt ongeveer 15 tot 60 minuten

stap 3: vervolgens wordt de ketel verwarmd en wordt er stoom geproduceerd. De stoom gaat aanvankelijk via de bypass naar de condensor en na enige tijd wordt de stoom naar de stoomturbine geleid. De stoomturbine wordt dan verder op bedrijfstoerental gebracht. Deze stap neemt ongeveer 1 – 2 uren in beslag.

In stap 1 wordt geen NO_x geproduceerd. In de stappen 2 en 3 zal de NO_x-emissieconcentratie mogelijk wat hoger zijn maar de emissievracht (uitgedrukt in massa-eenheden per tijdseenheid) zal niet groter zijn dan bij vollastbedrijf.

Door fluctuaties in het elektriciteitsverbruik kan het voorkomen dat de installatie uit bedrijf genomen moet worden. Zulke bedrijfsonderbrekingen zijn van korte duur, waarbij in feite de gasturbine uit bedrijf genomen wordt en de overige procesonderdelen in bedrijf blijven. Deze situatie wordt beschouwd als een warme start en komt naar verwachting tientallen keren per jaar voor. Het verloop van een warme start komt overeen met dat van een koude start, alleen is de tijdsduur van stap 3 van een warme start aanzienlijk korter, doordat de gehele installatie nog warm is.

Storingen en calamiteiten

Storingen in de brandstof-luchtverhouding in de verbrandingskamers van de gasturbine die leiden tot verhoogde NO_x-emissies zorgen tegelijkertijd voor hogere temperaturen in de eerste schoepenrij. Zodra deze optreden, wordt de turbine door de betreffende beveiliging gecorrigeerd en zonodig uitgeschakeld. De emissies van deze bedrijfssituaties kunnen op jaarbasis verwaarloosd worden.

Bij een vollastuitschakeling wordt de gastoevoer naar de gasturbine en de stoomtoevoer naar de stoomturbine afgesloten. De restwarmte van de in de afgassenketel gevormde stoom wordt via een bypass rond de stoomturbine direct naar de condensor geleid.

Als een stoomturbine uitvalt of wordt uitgeschakeld, wordt de stoom direct naar de condensor geleid. Beveiligingssystemen worden zodanig aangebracht dat de situatie zo kort mogelijk duurt. De lozingstemperatuur kan daarbij zeer kortstondig (een tiental seconden) maximaal 35 ^{0}C bereiken.

4.2.6 Milieu-effecten tijdens de bouw

De milieu-effecten tijdens de bouwfase zijn relatief gering, behoudens geluid en verkeer. Externe veiligheid is niet van belang. De mogelijke directe milieu-effecten van de bouw van de centrale zijn als volgt onder te verdelen.

Onttrekking van grondwater

Tijdens de bouw kan verpompen van grondwater nodig zijn. Volgens de Grondwaterverordening van de Provincie Flevoland (1996) is geen vergunning vereist voor onder andere het drooghouden van een bouwput ten behoeve van bouwkundige of civieltechnische werken, waarbij de te onttrekken hoeveelheid grondwater niet meer bedraagt dan 100 000 m^3 per maand, en de onttrekking niet langer duurt dan zes maanden. De benodigde onttrekking is thans nog niet te voorzien. Mocht deze nodig blijken dan kan deze op korte termijn worden aangevraagd. Procedurele coördinatie met de andere milieuvergunningen is niet verplicht. Indien het grondwater verontreinigd is, bijvoorbeeld als gevolg van een bodemverontreiniging, dan zal voor de lozing in overleg met de waterbeheerder bezien worden of een Wvo-vergunning aangevraagd wordt.

Lozing van onttrokken grondwater

Voor de lozing van het onttrokken (vervuild) grondwater is een vergunning nodig in het kader van de "Wet verontreiniging oppervlaktewater".

Geluidsproductie

De geluidsemissies tijdens de bouw zullen gelijk zijn aan die bij de bouw van grote industriële bedrijven. Het heien voor de funderingen zal het meeste geluid produceren (circa drie maanden) Ook het aflaten van de stoom bij het in bedrijf stellen geeft relatief veel geluid. *Geluid dat wordt geproduceerd tijdens het met stoom reinigen van de leidingen en het blazen* van gasleidingen wordt beperkt, omdat de stoom via dempers in de atmosfeer wordt uitgestoten. Uit berekeningen (zie paragraaf 5.5.3) blijkt dat met betrekking tot de geluidbelasting vanwege de bouw- en sloopwerkzaamheden zal worden voldaan aan het gestelde in de Circulaire Bouwlawaai (1981/1991), te weten een toetsingsnorm van 60 dB(A) (equivalent geluidniveau) op de gevel van woningen van derden gedurende de dagperiode.

Energieverbruik

Tijdens de bouw wordt energie verbruikt door het bouwverkeer en apparatuur, verwarming van bouwketen, enz. alsmede door het proefdraaien van de diverse installatiesecties.

Ketelbeitsing

De ketels worden mogelijk gereinigd met een etsvloeistof of uitgekookt met soda. Het bedrijf dat de chemicaliën levert blijft verantwoordelijk voor de gebruikte vloeistof. Het ontgiften, neutraliseren en eventueel verwijderen van de vloeistoffen zal buiten het terrein plaatsvinden door en onder verantwoordelijkheid van de leverancier.

Spoelolie
De olievoerende delen zullen, alvorens met de uiteindelijke olie te worden gevuld, worden gespoeld met speciaal hiervoor geschikte olie. Het spoelen van de systemen is een onderdeel van de inbedrijfstellingsfase. Daarom neemt de leverancier de spoelolie weer terug voor reiniging of verwerking.

Verkeer
Ten behoeve van de bouw is het nodige bouwverkeer te verwachten. Dit zal bestaan uit vrachtwagens die goederen brengen en afvoeren en personenverkeer voor het personeel dat betrokken is bij de nieuwbouw. Zware delen (trafo, turbine en dergelijke) worden waarschijnlijk per schip aangevoerd, die daarvoor in de eigen haven kan aanleggen.

Afvalstoffen
Bij de bouw ontstaat ook enig bouw- en sloopafval. Dit afval zal door erkende verwerkers worden afgevoerd en zo veel mogelijk hergebruikt worden. Tijdens regulier bedrijf is de afvalstroom tamelijk beperkt. Een indicatie van de verwachte hoeveelheden afval in die fase is opgenomen in de vergunningaanvraag.

Sanitaire voorzieningen
Tijdens de bouw kunnen tot circa 800 medewerkers op het terrein aanwezig zijn. Daarvoor zullen extra sanitaire voorzieningen zoals douches en toiletten worden aangelegd. Deze worden aangesloten op het rioolsysteem van de centrale. Gezien de ruime capaciteit van de biorotor wordt deze ook voor de bouwfase toereikend geacht.

4.3 Overige voorzieningen

4.3.1 Voorzieningen voor na de levensduur van de voorgenomen activiteit

De verwachte technische levensduur van de voorgenomen activiteit bedraagt circa 30 jaar. Bij het ontmantelen wordt het sloopmateriaal, dat hoofdzakelijk zal bestaan uit staal, metselwerk en beton, door erkende afvalverwerkingsbedrijven afgevoerd.

4.3.2 Bedrijfsintern milieuzorgsysteem en bodembescherming

Om het milieubeheer voor de voorgenomen activiteit te regelen zal het bestaande milieuzorgsysteem voor de centrale worden aangepast en uitgebreid. Het systeem wordt

gecertificeerd conform ISO 14 001. Meer informatie over het milieuzorgsysteem is vermeld in de vergunningaanvraag.

Risico's voor de bodem als gevolg van de opslag van olie, oplosmiddelen en dergelijke en het bedrijven van de STEG-eenheden zijn nagenoeg uitgesloten. De installaties, de opslaglocaties van afvalstoffen en de opslag van hulp- en reststoffen worden waar nodig van vloeistofdichte vloeren dan wel van opvangbassins voorzien. Een en ander conform de Nederlandse Richtlijn Bodembescherming (NRB).

4.4 Alternatieven in verband met de voorgenomen activiteit

4.4.1 Inleiding

Blijkens de Richtlijnen voor dit MER dient het MER bijzondere aandacht te besteden aan:
- luchtkwaliteit
- energierendement
- koeling
- natuur en landschap.

Ook bij het formuleren van alternatieven is met deze punten rekening gehouden.

De alternatieven in verband met de voorgenomen activiteit die in dit MER nader worden beschouwd, zijn te verdelen in (zie ook tabel 4.1.1):
- nulalternatief
- het voorkeursalternatief
- uitvoeringsalternatieven
- het meest milieuvriendelijke alternatief.

Het nulalternatief beschouwt de huidige situatie, dat wil zeggen dat de bestaande centrale in bedrijf blijft (zie verder paragraaf 4.4.2). Het voorkeursalternatief is identiek aan de voorgenomen activiteit en wordt ter voorkoming van verwarring verder niet in het MER gehanteerd.

In de startnotitie is reeds een aantal technologie-alternatieven genoemd. De alternatieven zijn ontwikkeld vanuit de voornaamste resterende milieugevolgen van het project, te weten CO_2-emissie, energie-optimalisatie, koelwaterlozing en NO_x-emissie. Derhalve zullen de volgende hoofdalternatieven worden onderzocht om deze gevolgen verder te beperken:
- CO_2-vermindering
- benutting restwarmte
- alternatieven voor doorstroomkoeling
- verdere NO_x-beperking.

Het meest milieuvriendelijke alternatief (zie paragraaf 4.4.8) is de combinatie van die elementen uit de uitvoeringsalternatieven, welke de beste mogelijkheden voor de bescherming van het milieu presenteren.

4.4.2 Nulalternatief/referentie-alternatieven

Het nulalternatief beschouwt de situatie waarin de nieuwe STEG-eenheden niet gebouwd zouden worden. Het nulalternatief dient doorgaans als referentie om de voorgenomen activiteit mee te vergelijken. Conform de richtlijnen wordt in dit MER als eerste referentie (R1) de situatie beschouwd waarbij de huidige feitelijke bedrijfvoering (Flevo 30 als gasturbine) en als tweede referentie (R2) de situatie dat Flevo 1 en 2 en Flevo 30 (in combi-bedrijf) in werking zijn.

Implementatie van een van deze referenties zou betekenen dat de gevraagde stroom met bestaande, minder efficiënte eenheden met hogere emissies zou worden opgewekt. Op de locatie Flevocentrale dus met Flevo 30. Voor Electrabel is dit geen realistisch alternatief omdat zij dan niet in staat is alle gevraagde stroom tegen commercieel verantwoorde prijzen te leveren. In een concurrerende markt is een hoog rendement essentieel en ten gevolge van de CO_2- en NO_x-emissiehandel is emissie van relatief hoge hoeveelheden CO_2 en NO_x noch milieutechnisch noch economisch verantwoord.

4.4.3 CO_2-vermindering (waaronder bio-energie)

Rendementsoptimalisatie

Een van de belangrijkste milieunadelen van een centrale op fossiele brandstof, is de emissie van fossiel CO_2 in de atmosfeer. Er zijn verschillende mogelijkheden om de CO_2-emissie te verminderen. Voorop gesteld moet worden dat de CO_2-emissie per opgewekte kWh van de nieuwe gasgestookte STEG's relatief laag is vanwege:

1 de relatief lage CO_2-emissie van een gascentrale ten opzichte van een kolencentrale
2 het hoge rendement van de nieuwe centrale. Qua elektrisch rendement zullen de nieuwe eenheden tot de wereldtop van aardgasgestookte eenheden gaan behoren.

Tijdens het overleg met de verschillende leveranciers zal eerst volledige duidelijkheid over het uiteindelijk te behalen rendement ontstaan. Electrabel zal een installatie met een dusdanig hoog rendement kopen dat verdere rendementsverbetering economisch of bedrijfsmatig niet verantwoord is. De kosten voor de verbetering zijn dan zo hoog dat zelfs bij een hoge brandstofprijs de extra inkomsten niet opwegen tegen de extra kosten. Bedrijfsmatige beperkingen hebben vooral te maken met (vooralsnog) onvoldoende ervaring met technologische verbeteringen waardoor de risico's op lagere beschikbaarheid of vroegtijdige slijtage te groot worden.

De richtlijnen vragen in te gaan op de energetische voor- en nadelen van een bijstookinstallatie. Het voordeel van bijstookbranders, die in beginsel op aardgas werken, is dat deze bedreven kunnen worden met de zuurstofrijke (circa 15% zuurstof) afgassen van de gasturbine-installatie. Daarmee wordt de energie bespaard die nodig is om verbrandingslucht op te warmen tot de circa 500 °C waarmee de verbrandingsgassen de gasturbine verlaten. Voor het benutten van de extra energie is daarbij een enigszins grotere stoomketel nodig. Nadeel is dat het betreffende stookgas niet in de gasturbine expandeert en daardoor minder arbeid levert. Ter illustratie wordt gewezen op het verschil in rendement van een conventionele eenheid (ruim 40%) met dat van een STEG (ruim 55%). Omdat dit rendementsverschil maar een gedeelte van de energie-inzet betreft, verschillen het totale energetisch rendement en de emissies bij vollast nauwelijks met die van een STEG. Daarbij wordt er ook nog op gewezen dat deze bedrijfssituatie, die met name bedoeld is om op pieken in de vraag in te spelen, maar een beperkt deel van de tijd zal voorkomen. Omdat Electrabel er van uitgaat dat nieuwe eenheden als deze de eerste jaren nagenoeg steeds in vollast bedreven zullen worden, en op deze wijze extra vermogen uit de installatie te halen valt, wenst zij nadrukkelijk de optie van bijstookbranders op aardgas open te houden en vraagt daar vergunning voor aan.

De emissiebeperkende maatregelen zijn geoptimaliseerd voor vollast en voor bepaalde deellastniveaus. Het blijkt namelijk niet goed mogelijk om over het gehele regelbereik verbrandingslucht en aardgas over de gehele verbrandingszone optimaal te mengen. De invloed daarvan op de jaaremissies, die maatgevend zijn voor de milieugevolgen, is zeer beperkt omdat nieuwe installaties zo veel mogelijk op vollast bedreven worden. De NO_x-handel noopt Electrabel overigens ook al om naar minimale emissies te streven. Daarbij biedt de aanwezigheid van twee eenheden in principe goede mogelijkheden om qua emissie ongunstige belastingen te vermijden.

Bijstookbranders dragen niet wezenlijk bij aan leveringszekerheid voor warmte voor stadsverwarming en worden ook niet om die reden gemonteerd. De hoge beschikbaarheid van de combinatie van twee eenheden is dan al gunstig te noemen. Voor een garantie gedurende de resterende storingsuren is een aparte hulpwarmteketel een logischer keus. Slechts als een industriële afnemer een extreem hoge beschikbaarheid zou eisen, is de optie bijstookbranders om reden van bedrijfszekerheid te overwegen.

CO_2-vermindering is ook gekoppeld aan energie-optimalisatie, zowel intern als extern. Omdat dit een heel apart onderwerp is, wordt dat uitgewerkt in paragrafen 4.4.4 en 4.4.5.

Afvangst en opslag CO_2

In principe is het ook mogelijk CO_2 af te vangen en ondergronds op te slaan. Deze techniek is echter nog niet op grote schaal bewezen. Recent is door een VGB[2]-werkgroep waaraan experts van verschillende Europese landen deelnamen, een State of the Art rapport (VGB, 2004) uitgebracht over de afvangst en opslag van CO_2. Enkele conclusies uit dit rapport zijn:

- drie soorten bestaande technieken vergen een beperkte verdere ontwikkeling; technische haalbaarheid lijkt niet de grootste belemmering
- de voornaamste uitdaging is om de afvangst van CO_2 met grotere energie-efficiency te realiseren. De huidige processen kunnen het elektrisch rendement wel met 20% verlagen
- de kosten voor CO_2-afscheiding en opslag worden gedomineerd door de kosten voor CO_2-afscheiding. Voor gascentrales worden die kosten op EUR 40-70 per ton CO_2, exclusief transport en opslag, geschat. Voor kolencentrales zijn de kosten per ton CO_2 aanzienlijk lager
- CO_2-afscheiding uit elektriciteitscentrales en CO_2-opslag zijn niet op korte termijn als stand der techniek te beschouwen. Dit zal veel tijd vragen, wellicht 10 tot 15 jaar, voor zover een schatting daarvan al te geven valt.

Het BREF voor grote stookinstallatie geeft CO_2-afscheiding ook niet als BAT-techniek aan. Gelet op de relatief hoge afscheidingskosten voor gascentrales en op de huidige marktprijzen voor CO_2 (globaal EUR 5-30 per ton) wordt geconcludeerd dat CO_2-afscheiding voor de nieuwe STEG-eenheden geen reële optie is.

Inzet bio-olie

De inzet van bio-olie is in beginsel ook mogelijk en vergt aanzienlijk lagere (netto) investeringskosten dan afscheiding en opslag van CO_2. De investeringen daarvoor betreffen: opslagtanks en speciale oliebranders om de bio-olie, zoals bijvoorbeeld palmolie, te kunnen verstoken. Er van uitgaande dat toch al bijstookbranders in de ketel geïnstalleerd zouden worden, behoeven deze niet als investering voor bio-energie beschouwd te worden.

De voornaamste beperking van deze optie is gelegen in de beschikbaarheid van substantiële hoeveelheden bio-olie tegen aanvaardbare prijzen. Meestal gaat het thans om afgekeurde partijen die oorspronkelijk voor voedselproductie of -bereiding bestemd waren. De hoeveelheden zijn naar hun aard tamelijk beperkt. Electrabel verstookt bio-olie thans in haar centrale Harculo te Zwolle, die reeds voorzien is van oliebranders. Op termijn is het inzetten van schone bio-olie in de Flevocentrale niet uit te sluiten. Daarom wordt hier een alternatief uitgewerkt waarbij 10% van de brandstofinzet op energiebasis bestaat uit schone bio-olie. Dit

---

[2] VGB Powertech is de Europese technische vereniging van elektriciteits- en stoomproducenten met ruim 400 leden binnen Europa

is ongeveer de capaciteit van de bijstookbranders. Rechtstreekse inzet van bio-olie op gasturbines geeft te hoge risico's op beschadiging. Ter illustratie wordt uitgegaan van palmolie. De daarvoor benodigde hoeveelheid palmolie bedraagt [3]97 kton. Het voornaamste effect is emissie van stof. Aanvoer zou per schip geschieden, zodat de milieu-effecten daarvan verwaarloosd kunnen worden.

De stofemissie is afhankelijk van het asgehalte van de olie en van het onverbrand (roet). Het asgehalte van plantaardige oliën is doorgaans zeer klein. Aangehouden wordt hier een asgehalte van 0,01%. Dit betekent een jaaremissie van circa 10 ton fijn stof. De gemiddelde concentratie in de rookgassen is 0,3 mg/m^3. De jaargemiddelde concentratie op grondniveau bedraagt op de meest ongunstige plaats (circa 2-3 km ten noordoosten van de schoorsteen) circa 1 ng/m^3, een waarde die verwaarloosbaar is ten opzichte van het achtergrondniveau (< 25 µg/m^3). Wat betreft roetvorming wordt er van uitgegaan dat deze in een grote vuurhaard dermate goed is dat deze geen rol van betekenis speelt in de stofemissies.

Overwogen zou kunnen worden de stofemissies te reduceren met behulp van voor dergelijke grote rookgasstromen geschikte rookgasreiniging. Hiervoor komen in beginsel doekenfilters en elektrostatische filters in aanmerking. Hierbij wordt er op gewezen dat met name doekenfilters een extra weerstand in het systeem en bijgevolg een verlaging van het rendement betekenen.

Beide soorten filters zijn ontworpen voor veel grotere voorbelastingen. De gereinigde rookgassen bevatten dan doorgaans nog meer stof dan de hier verwachte concentratie vòòr het filter. Het effect zal daarom zowel in afgevangen kilo's als in vermindering van concentraties gering zijn en de kosteneffectiviteit navenant slecht. Het BREF LCP gaat ook niet uit van stoffilters voor gas/oliegestookte ketels. Daarom kan worden gesteld dat de Beste bestaande technieken in dit geval geen stoffiltratie omvat.

De belasting op de meest ongunstige plaats voldoet ruimschoots aan het "oude" Besluit Luchtkwaliteit. Het recent gepubliceerde Besluit Luchtkwaliteit wijkt daarvan eigenlijk alleen af voor grote steden. Deze problematiek is hier niet aan de orde. Het Nationaal Luchtkwaliteitsplan 2004 beoogt de visie van de Nederlandse regering op de luchtkwaliteitsproblemen in Nederland te geven. Wat betreft NO_2 zijn er knelpunten bij drukke snelwegen of drukke binnenstedelijke wegen die vooral in de regio's Rotterdam en Amsterdam liggen. Deze problematiek speelt hier evenmin. Wat betreft fijn stof denkt de regering vooral aan afzonderen van natuurlijke bronnen (zeezout) en het verminderen van

---

[3] energie: 10% van 1759 MW_{th} gedurende 6000 uur. Massa: energie delen door stookwaarde van 39 MJ/kg

roet uit verkeer (dieselauto's). Ook bij deze problematiek is geen rol voor de Flevocentrale weggelegd. Wat betreft stookinstallaties beziet het kabinet de eisen voor installaties waarin vaste brandstoffen worden verstookt. Dit is bij de Flevocentrale niet aan de orde.

Bij kleinere installaties treedt ook veelal een verhoging van de NO_x-vorming op als gevolg van een hogere rookgastemperatuur. Een dergelijke verhoging wordt op grond van de ervaringen bij de centrale Harculo met het meestoken van bio-oliën hier niet verwacht.

De aanvoer van palmolie zal waarschijnlijk geschieden per schip. Bij aanvoer per schip van 1000 ton, zijn circa 100 schepen nodig, ofwel globaal een schip per 3 dagen. De bijdrage van dit vervoer aan energie, luchtverontreinigende emissies en geluid zijn verwaarloosbaar vergeleken met de continue emissies van de installaties.

Acceptatiecriteria zullen worden uitgewerkt zodra er concrete plannen zijn om bio-olie mee te stoken. Dat is thans nog niet het geval. Gezien de te verwachten milieugevolgen zullen met name eisen aan het vaste stof gehalte worden gesteld.

Wat betreft eventuele lokale effecten van palm- of andere plantaardige olie in het land van herkomst wordt allereerst opgemerkt dat Electrabel bij structurele inzet van een bepaalde soort controleert of deze productie de toets van duurzaamheid kan doorstaan. Verwacht wordt dat met name de vraag vanuit de verkeerssector naar niet-fossiele olie de komende jaren enorm zal toenemen. Dan zal ook wereldwijd gecertificeerde productie op gang komen. Zonodig zal Electrabel zelf garanties ten aanzien van structurele leveranties eisen. Omdat inzet van bio-olie thans niet voorgenomen wordt, wordt thans niet dieper op deze aspecten ingegaan. Zodra vergunning voor structurele inzet gevraagd wordt, zullen ook de benodigde gegevens ter toetsing van duurzaamheid op lokaal niveau en overige acceptatiecriteria worden overlegd.

De afweging ten aanzien van deze optie wordt verder gemaakt in hoofdstuk 6.

4.4.4 Interne energie-optimalisatie

Zoals reeds opgemerkt zullen de nieuwe STEG's tot de meest efficiënte klassen ter wereld gaan behoren. Voor een bepaalde fabrikant is dit de zogenaamde F-klasse[4]. Deze klasse biedt een hoog rendement (circa 58%) en is te beschouwen als bewezen technologie en de NO_x-emissie is relatief laag. Het exacte (gegarandeerde) rendement is eerst na onderhandeling met

[4] andere fabrikanten hanteren andere typeringen

de uiteindelijk te kiezen leverancier bekend, dat wil zeggen volgens de huidige planning medio 2006.

In het vervolg wordt het rendement aan dat van recente projecten, aan de "wereldtop" en aan het BREF-document voor grote stookinstallaties getoetst.

Er wordt thans door een leverancier gewerkt aan de introductie van verbeterde technologie[5], waarmee een netto-efficiency van circa 60% bereikt kan worden. De eerste centrale, waarin de "H"-klassetechnologie is geïnstalleerd, staat in Wales. Deze centrale is in oktober 2003 in proefbedrijf gegaan. Deze centrale moet momenteel als een demonstratieplant worden beschouwd. "H"-klassetechnologie is onder andere gebaseerd op stoomgekoelde schoepen in de gasturbine. Op deze wijze kan de verbrandingstemperatuur in de gasturbine opgevoerd worden en wordt het rendement verhoogd. Een groot nadeel van deze technologie is dat de rookgastemperatuur en daarmee vrijwel onlosmakelijk de NO_x-emissie toeneemt. Door de geringe ervaring kan thans geen algemeen geldend kwantitatief verband tussen rendement enerzijds en NO_x-emissie anderzijds aangegeven worden. Duidelijk is dat het hier in de verste verte niet gaat om bewezen technologie. Daarvoor is het aantal bedrijfsuren en het aantal machines dat met deze technologie is uitgerust, veel te klein. Voor een commercieel bedrijf is het daarom nagenoeg altijd onverantwoord om dergelijke technologie grootschalig toe te passen. Electrabel ziet dan ook af van toepassing van deze technologie tot het moment dat hier voldoende ervaring mee opgedaan is.

Om het verwachte elektrische rendement in perspectief te plaatsen wordt het volgende vermeld:

- de BREF voor grote stookinstallaties geeft voor het rendement een range van 50-54%
- de aangevraagde rendementen van recente initiatieven voor gasgestookte centrales in Nederland:
  - centrale van Zepower in Sluiskil 58%
  - Sloecentrale 58%

In het kader van het convenant Benchmarking Energie-efficiency is de wereldtop voor gasgestookte eenheden uitgedrukt als ontwerprendement (OR) vastgesteld op 55,60% in 2003. De autonome ontwikkeling van dit OR is ingeschat op 55,7 in 2008 en 56,18 in 2012. Daarmee is duidelijk dat de nieuwe STEG's van de Flevocentrale tot de wereldtop zullen behoren op het moment dat zij aan het net komen in 2008/2009.

---

5 door een bepaalde fabrikant H-technologie genoemd

Resumerend ligt het verwachte rendement van 58% van de nieuwe STEG's op de Flevocentrale duidelijk boven de BREF-range en in dezelfde ordegrootte als vergelijkbare initiatieven. Ook de vergelijking met de wereldtop valt positief uit. Verdere verhoging van het rendement is alleen mogelijk met niet bewezen technologie. Dit is te riskant voor een commercieel bedrijf.

Wat betreft de gevolgen van de bedrijfsvoering op het rendement en de emissies van de installatie wordt er op gewezen dat de nieuwe eenheden dankzij hun zeer hoge rendement de eerste tien jaar naar verwachting zullen fungeren als basislasteenheden, dat wil zeggen dat zij vele uren van het jaar op vol vermogen in bedrijf zullen zijn. Ongunstige gevolgen ten gevolge van deellast in de zin van lager rendement en hogere emissies zullen dan ook minimaal zijn. Gedurende de laatste levensjaren en bij zeer ongunstige marktomstandigheden zullen de eenheden in deellast werken.

Een mogelijkheid voor interne energiebesparing zou ook aardgasexpansie kunnen zijn. Bij aardgasexpansie is er gas beschikbaar op hogere druk dan de verbruiker van dit gas nodig heeft. Dit gas kan op dezelfde manier als bij stoom in een turbine benut worden voor de aandrijving van een generator. Omdat het gas arbeid verricht, daalt de temperatuur veel sterker dan bij het smoorproces.

De aardgasdruk zal in de meest gunstige situatie 65 bar bedragen bij het gasontvangststation, maar zodra er gas uit de leiding wordt onttrokken, daalt de druk. De garantiedruk bij het gasontvangststation is 40 bar. De gasturbines hebben een minimale gasdruk van 20 – 50 bar nodig, afhankelijk van type en leverancier. Voor de expansiemachine moet de verhouding tussen ingaande en uitgaande ten minste 1,3 bedragen. Aangezien het zeer onwaarschijnlijk is dat de aanvoerdruk rond 65 bar ligt, zal het opgewekte vermogen met gasexpansie minimaal zijn, in de ordegrootte van 0,1%. Bij een onverhoopt hoge aanvoerdruk zal Electrabel gasexpansie heroverwegen.

4.4.5 Externe energie-optimalisatie

Restwarmte benutting algemeen

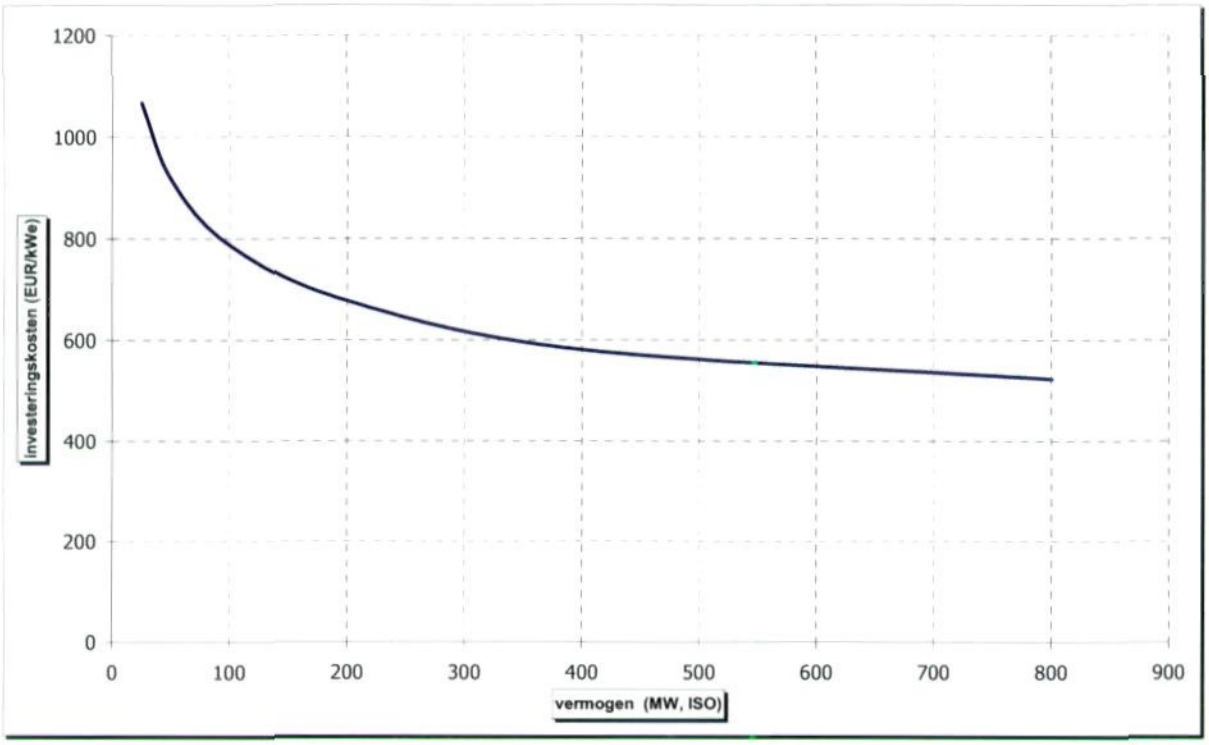
De beste plaatsen voor benutting van restwarmte (geschatte afzet per jaar in GJ) in Nederland blijken (KEMA, 2003) nabij:

- nieuwe bedrijfsterreinen
- glastuinbouw
- woningbouw.

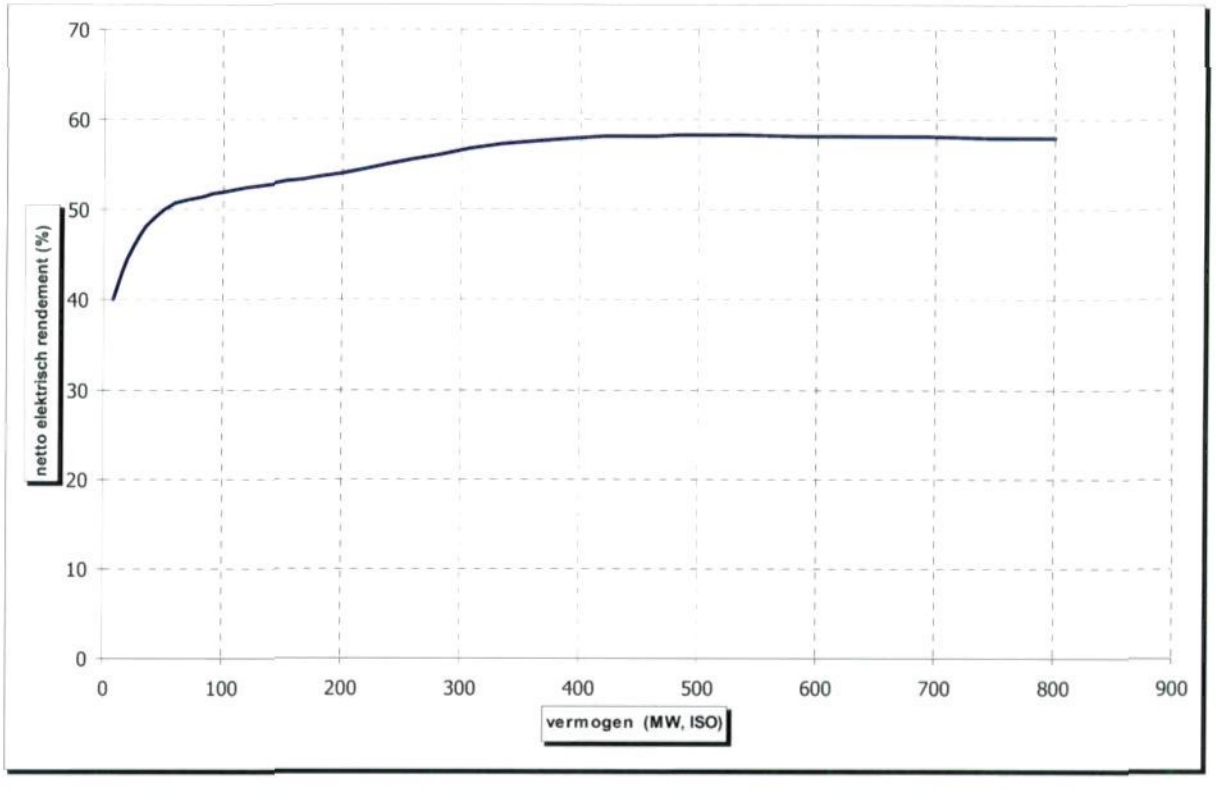
Hierbij moet wel opgemerkt worden dat wezenlijke hoeveelheden warmte slechts economisch afzetbaar zijn bij **grote** locaties met de drie genoemde activiteiten.

In de praktijk blijkt combinatie met elektriciteitsopwekking vaak onpraktisch en onhaalbaar vanwege de volgende factoren:

- er ontbreekt infrastructuur om de warmte af te zetten
- de schaal van de warmtevraag is zodanig dat relatief kleinschalige WKK-eenheden het best passen. Grootschalige eenheden zijn doorgaans echter veel economischer vanwege de volgende factoren:
  - de kosten per geïnstalleerde kW zijn lager en het elektrisch rendement is hoger bij grootschalige installaties (zie figuren 4.4.1 en 4.4.2)
  - gascontracten zijn voordeliger voor grote installaties
  - er kunnen optimale locaties gekozen worden uit oogpunt van brandstofaanvoer, beschikbaarheid van koelwater en aansluiting op het landelijk transportnet
  - bediening en onderhoud zijn voor kleine installaties relatief duur
  - genoemde nadelige factoren blijken economisch veel belangrijker dan nadelen van grootschalige opwekking zoals verliezen door extra transport van de geproduceerde elektriciteit
- de fasering van de warmtevraag is zo traag en/of zo onzeker dat de bedrijfseconomische risico's te groot zijn
- de afzet van warmte gaat ten koste van elektriciteit. Aangezien de elektriciteitsopbrengst veel dominanter in de exploitatie is dan de warmtelevering, betekent dit dat de vergoeding voor de warmtelevering (doorgaans volgens het principe "niet meer dan anders") te laag is voor een economische exploitatie.



Figuur 4.4.1 Trend investeringskosten per kWh als functie van het elektrisch vermogen



Figuur 4.4.2 Trend elektrisch rendement als functie van het elektrisch vermogen

Resumerend is het verre van eenvoudig om voor grootschalige elektriciteitsopwekking locaties te vinden waar een substantieel deel van de restwarmte nuttig toegepast kan worden.

Restwarmtebenutting vanuit de Flevocentrale

Electrabel heeft een nieuwe warmtestudie voor de nieuwe Flevocentrale (KEMA, 2005) uit laten voeren. Het doel van deze studie was het in kaart brengen van de mogelijkheden om warmte te leveren vanuit de nieuwe Flevocentrale, waarbij zowel de technische als financieel/economische aspecten zijn betrokken. De studie is gebaseerd op de volgende bronnen:

- de nieuwe kaart van Nederland met actuele ontwikkelplannen op het gebied van woon en werk (bedrijventerreinen) locaties
- websites van de gemeenten
- gesprekken met gemeenten Almere, Dronten, Lelystad en provincie Flevoland
- energiestudies van Almere.

Met behulp van de volgende kentallen is de warmtevraag van de locaties ingeschat.

object	warmtevraag minimaal	warmtevraag maximaal
woning	20 GJ/woning	25 GJ/woning
bedrijventerrein	2000 GJ/ha	3600 GJ/ha

Op basis van de uitgevoerde inventarisatie naar ontwikkeling van potentiële warmtevraaglocaties tot 2030 rond de Flevocentrale en berekeningen aan de rentabiliteit van mogelijke warmtetracé's op basis van kentallen kan geconcludeerd worden dat:

- er tot 2030 **onvoldoende** warmtevraagontwikkeling verwacht wordt om rendabele warmteleveringsprojecten vanuit de Flevocentrale naar Swifterbant, Dronten en Emmeloord te kunnen realiseren
- er bij Lelystad en Almere **voldoende** warmtevraagontwikkeling verwacht mag worden om rendabele warmteleveringsprojecten te realiseren, bij de gekozen uitgangspunten. Hierbij is de levering aan werklocaties en het doorgaan van plannen voor nieuwbouw cruciaal
- indien alleen de nieuw geplande woonlocaties van Lelystad of Almere aangesloten kunnen worden, zijn geen rendabele warmteleveringsprojecten vanuit de Flevocentrale te realiseren.

De rentabiliteit van de meest rendabele variant (aansluiten Lelystad + Almere) is met name afhankelijk van de warmteverkoopprijs aan eindgebruikers en de benodigde investeringen in het distributienet. Met behulp van ervaringskentallen voor warmteprojecten die vastgelegd zijn voor de base-case, is voor verschillende scenario's voor deze variant berekend wat de maximale warmte-inkoopprijs voor de warmtedistributeur kan zijn om voldoende rentabiliteit te halen (IRV 6-10%). De verschillende scenario's hebben betrekking op het percentage van de geïnventariseerde warmtevraaglocaties die ook daadwerkelijk gerealiseerd zullen worden. Onderstaande tabel geeft de voornaamste economische resultaten van deze berekeningen.

% realisatie van geïnventariseerde plannen	maximale warmte-inkoopprijs voor IRV van 10% (EUR/GJ)	maximale warmte-inkoopprijs voor IRV van 6% (EUR/GJ)
100%	3,--	4,30
75%	1,--	3,--
50%	< 0,--	0,50

Deze maximale inkooptarieven geven Electrabel een globaal inzicht in de mogelijkheden voor te hanteren warmteverkooptarieven richting warmtedistributeurs. Op basis van deze berekeningen kan gesteld worden dat een richtverkoopprijs van EUR 1,-- tot EUR 4,-- mogelijk is, afhankelijk van de specifieke projectomstandigheden.

De levering van warmte aan nieuwe woonlocaties kan aantrekkelijk zijn indien naast de nieuwe woningen ook bestaande woningen in Almere en Lelystad aangesloten kunnen worden. Vooral voor de bestaande 40 000 woningen in Almere geldt dat de bestaande WKC binnen de zichtperiode van 2030 aan vervanging/uitbreiding toe is. Daarbij is echter wel concurrentie te verwachten van mogelijke levering van warmte vanuit de geplande biomassacentrale voor Almere Poort en mogelijke levering vanuit de Diemen centrale. De biomassacentrale van Lelystad die 3000 woningen van warmte voorziet is nog vrij recent en nog niet snel aan vervanging toe. Wel wordt hier gedacht over uitbreiding van de installatie voor de geplande nieuwbouw in Lelystad zuid. Voor zowel aansluiten van bestaande warmtedistributie in Almere als in Lelystad zal Electrabel met de huidige warmtedistributeur NUON aan tafel gaan voor overleg over mogelijkheden en randvoorwaarden.

Indien Electrabel het spoor van warmtelevering op gaat is het van belang dat bij voldoende nieuwbouwprojecten levering van warmte in beeld is. Daartoe is vroegtijdig overleg met bevoegd gezag (met name gemeenten Lelystad en Almere) en projectontwikkelaars noodzakelijk. Bouwprojecten hebben een lange voorbereidingstijd en beslissingen over infrastructuur en energievoorziening worden in een vroeg stadium genomen. Dit geldt ook voor het aansluiten van grote stoomverbruikers. Electrabel zou verder kunnen aansturen op vestiging van grote stoomverbruikers binnen een straal van 2 km rond de centrale. Daarmee kan een gunstig energieklimaat voor dergelijke bedrijven gecreëerd worden.

4.4.6 Alternatieven voor doorstroomkoeling

Een nadeel van de beoogde doorstroomkoeling van de condensor is dat door het geloosde koelwater het oppervlaktewater wordt opgewarmd.

Deze thermische lozingen kunnen voor een groot deel, dan wel geheel worden vermeden door koeltorens of luchtgekoelde condensors toe te passen.

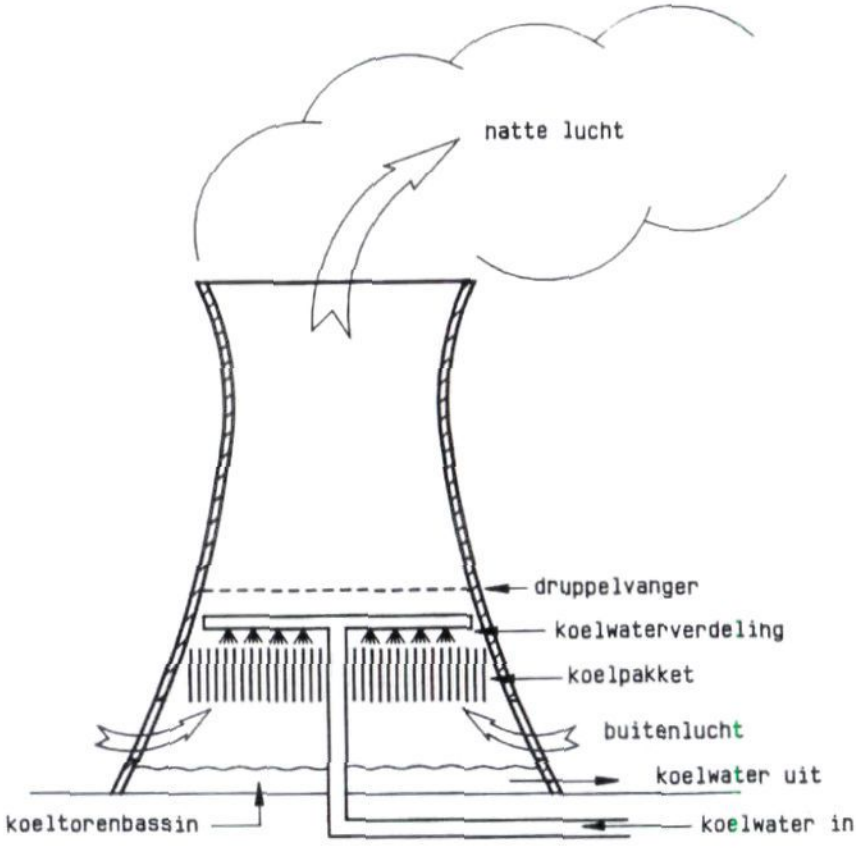
Koeltorens zijn in drie typen in te delen: natte, droge en hybride koeltorens. Bij de natte koeltoren wordt het koeleffect voornamelijk bereikt door verdamping van een klein gedeelte van het te koelen water. Bij droge koeltorens vindt de warmteoverdracht uitsluitend door convectie plaats. Als scheiding tussen het te koelen water en de lucht worden daarbij in het

algemeen vinpijpen gebruikt. De hybride koeltoren is opgebouwd uit een nat en een droog gedeelte.

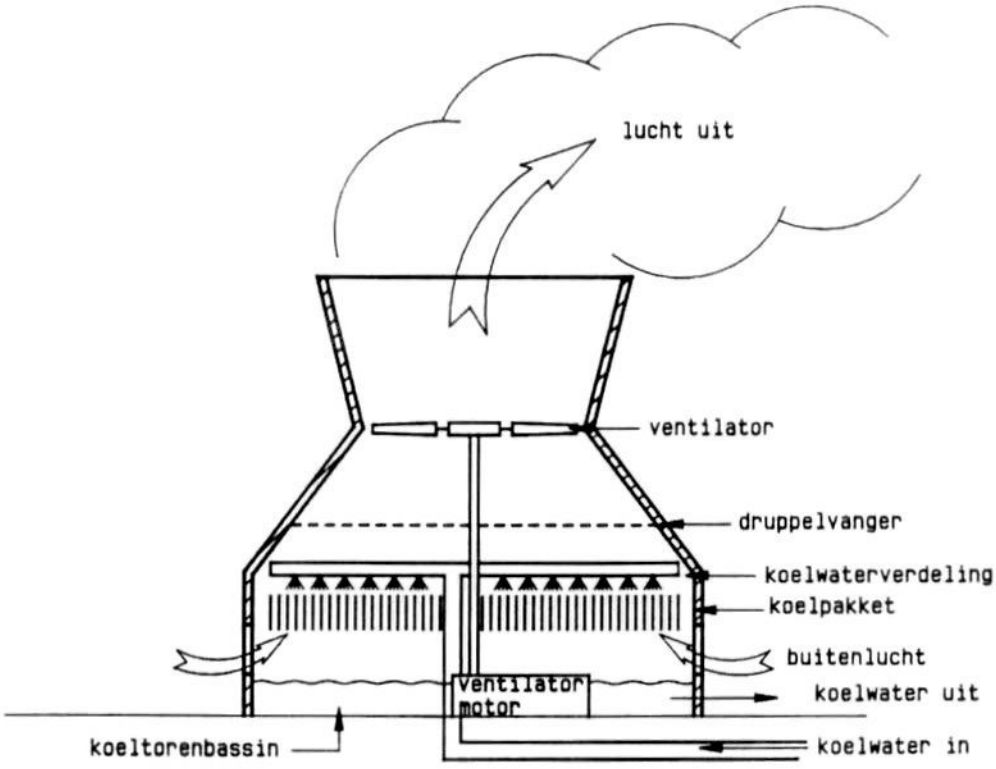
Zowel bij natte als bij droge koeltorens kan de lucht, of door natuurlijke trek ofwel geforceerd door ventilatoren, door de koeltoren worden gevoerd.

Natte koeltorens

De figuren 4.4.3 en 4.4.4 geven een principeschets van natte koeltorens met natuurlijke respectievelijk geforceerde trek. Bij dit type koeltoren verdampt een deel van het circulerende koelwater, waardoor het zoutgehalte geleidelijk toeneemt. Om dit te beperken wordt een deel van het koelwater gespuid en aangevuld met vers water. De belangrijkste nadelen van natte koeltorens zijn de grote afmetingen, de pluim die er door ontstaat en het geluid als gevolg van vallende waterdruppels.



Figuur 4.4.3 Principeschets natte koeltoren met natuurlijke trek

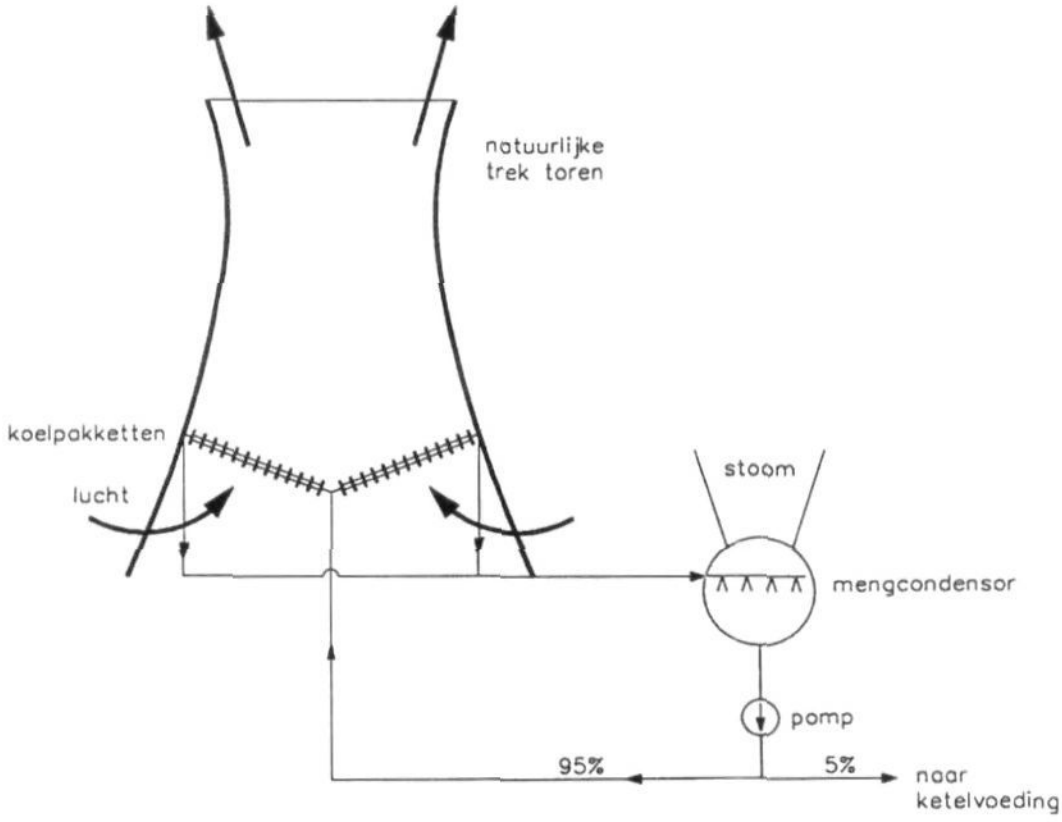


Figuur 4.4.4 Principeschets natte koeltoren met geforceerde trek

Droge koeltorens

Een droge koeltoren, waarbij de koeling door middel van convectie plaatsvindt, werkt veel minder effectief dan doorstroomkoeling. Als gevolg hiervan is de condensordruk hoger, waardoor het opwekrendement van de eenheid circa 2,5% (absoluut) lager wordt. Droge koeltorens worden in het algemeen in combinatie met een mengcondensor toegepast.

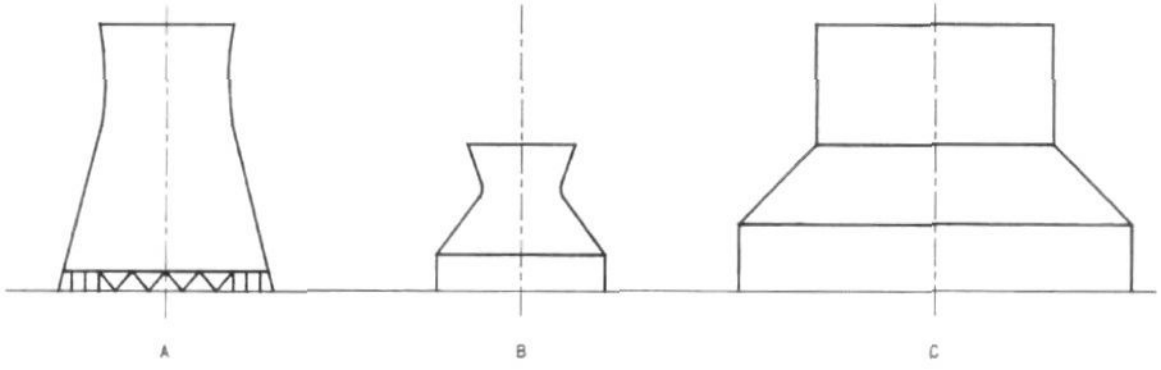
Een schema van de droge koeltoren is weergegeven in figuur 4.4.5.



Figuur 4.4.5 Principeschets van een droge koeltoren

In de mengcondensor wordt water, dat in koelpakketten in de koeltoren is gekoeld, in de stoom gespoten. De stoom condenseert hierdoor. Een klein deel, circa 5% van het koelwater-condensaatmengsel, wordt als voedingwater voor de ketel gebruikt. Het overgrote deel, 95%, gaat retour naar de koelpakketten. Het water staat in deze pakketten niet in direct contact met de lucht.

Zoals hiervoor reeds vermeld, kan de koeltoren ook als geforceerde-trek koeltoren worden uitgevoerd. De verhoudingen van de groottes van diverse typen koeltorens zijn weergegeven in figuur 4.4.6.



Figuur 4.4.6 Grootte-verhouding van natte koeltoren met natuurlijke trek (A), natte koeltoren met geforceerde trek (B) en droge koeltoren met natuurlijke trek (C)

Hieruit is te zien, dat de gronddiameters bij droge koeltorens (diameter bij 500 MW_e circa 160 m, hoogte circa 90 m) ongeveer het dubbele zijn van de natte koeltorens (beide met natuurlijke trek).

Bij gebruik van droge koeltorens wordt geen warm spuiwater geloosd en vormt zich geen koeltorenpluim.

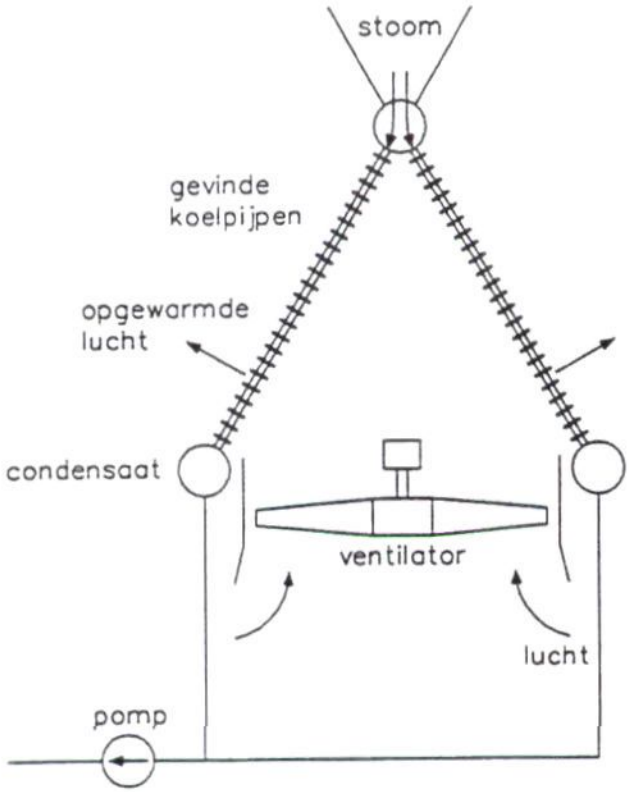
Bij koeltorens met geforceerde trek vormen de ventilatoren de belangrijkste geluidsbron. Bij torens met zuigende ventilatoren dient rekening te worden gehouden met een immissierelevante bronsterkte van minimaal 110 tot 112 dB(A). Voor koeltorens met drukkende ventilatoren is met geluiddempers in de aanzuigopeningen een immissierelevante bronsterkte van 104 tot 108 dB(A) te realiseren.

Luchtgekoelde condensor

Bij een luchtgekoelde condensor wordt de stoom uit de lagedrukturbine naar een vrij opgestelde condensatie-installatie gevoerd (zie figuur 4.4.7). Deze installatie bestaat uit koelelementen met pijpen, waarin de stoom condenseert door afkoeling aan de lucht, die langs de pijpen geblazen wordt door ventilatoren. Vergeleken met de hiervoor behandelde droge koeltoren ontbreekt dus het watervoerende intermediaire circuit.

Voor het transport van de stoom naar de condensatie-installatie zijn door het grote soortelijk volume omvangrijke leidingen noodzakelijk, die extra weerstand en daardoor een hogere tegendruk voor de lagedrukturbine veroorzaken. Bovendien is de bereikbare condensatiedruk evenals bij de droge koeltoren hoger dan bij directe koeling met oppervlaktewater. Als gevolg van dit nadeel wordt de luchtgekoelde condensor tot nu toe alleen toegepast in gebieden, waar

totaal geen koelwater beschikbaar is. De afmetingen van dit type condensor voor een 500 MW_e STEG-eenheid zijn globaal: diameter 400 m^2 en 20 m hoog.

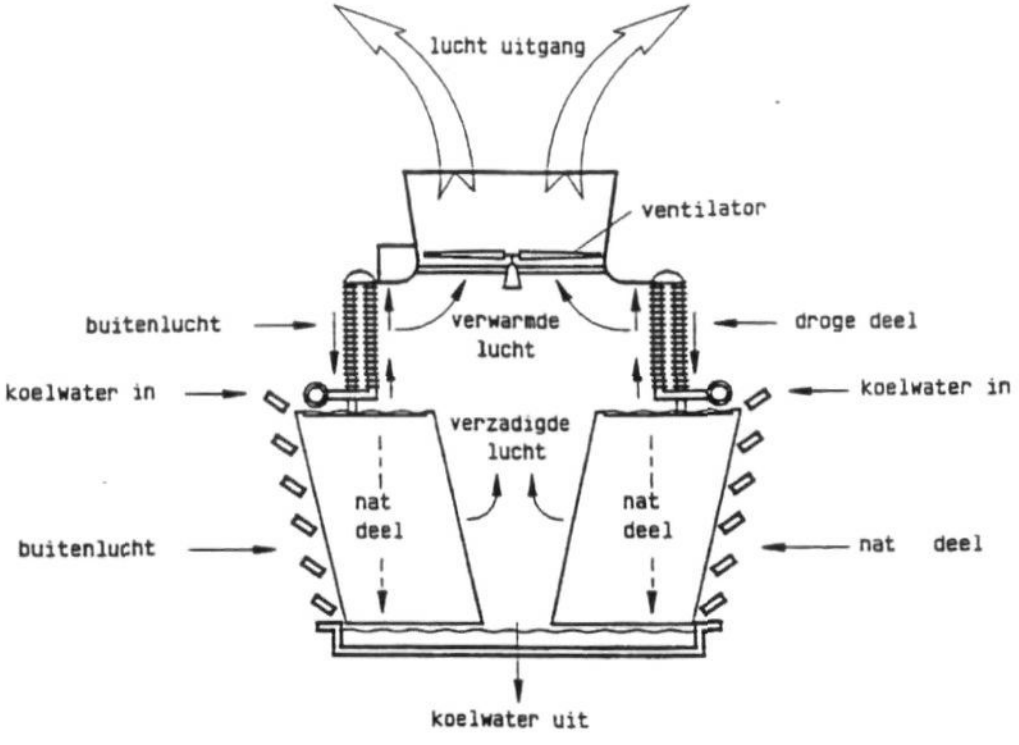


Figuur 4.4.7 Principeschets van een luchtgekoelde condensor

Bij toepassing van luchtgekoelde condensors dient, bij normaal gangbare maatregelen, rekening te worden gehouden met een geluidsvermogen van circa 112 dB(A). Middels vergaande maatregelen, onder andere toepassen van geluiddempers zowel bij luchtaanzuiging als luchtuitlaat, is het mogelijk het geluidsvermogen van de condensors te beperken tot 102...107 dB(A).

Hybride koeltoren

De hybride koeltoren(zie figuur 4.4.8) heeft relatief beperkte afmetingen en een beperkte pluim. Zij kan ook in modulen worden uitgevoerd. De geluidemissie is van de noodzakelijke ventilatoren en van het vallende water afkomstig. Door toepassing van ventilatoren met een laag toerental en akoestisch gunstige condities voor de vallende waterdruppels te creëren is het mogelijk het geluidvermogen te minimaliseren.



Figuur 4.4.8 Principeschets van een hybride koeltoren

Mogelijke toepassing bij de Flevocentrale

Gelet op de nadrukkelijke eis om een zeer hoog rendement voor de centrale te realiseren is doorstroomkoeling de beste optie. Daarop volgend komen achtereenvolgens een natte koeltoren met vrije trek of een hybride koeltoren met gedeeltelijk geforceerde ventilatie in aanmerking. Andere opties zijn op voorhand al onverenigbaar met het geëiste zeer hoge rendement.

Een of twee grote koeltorens gebaseerd op natuurlijke trek ter plaatse betekenen dat extra land opgespoten zal moeten worden en landschappelijk een of meer zeer dominante elementen ontstaan die zowel op het IJsselmeer als in de Flevopolder vanaf zeer grote afstand te zien zullen zijn. Daarom worden grote koeltorens niet als een realistisch alternatief gezien en ook niet verder uitgewerkt.

Hybride koeltorens kunnen wel binnen de bestaande locatie ingepast worden. Hiervoor zal een ruimte gereserveerd moeten worden, bijvoorbeeld op het dak van ketelhuis of machinezaal. Op

de gevolgen voor het elektrisch rendement, het geluid en de economie van dit alternatief zal in hoofdstuk 6 nader worden ingegaan.

4.4.7 Verdere NO_x-beperking

In paragraaf 4.1.4 werd reeds de voorgenomen droge techniek gepresenteerd. Deze bleek het meest kosteneffectief. In het navolgende wordt als mogelijk verder gaande technieken ingegaan op natte technieken en toepassing van katalysatoren voor NO_x-beperking.

Natte technieken

Natte technieken bestaan uit het onder hogedruk inspuiten van water of stoom in de verbrandingskamer en omvatten:

- absorptiereductie
- oxidatiereductie
- oxidatieabsorptie
- equimoleculaire absorptie.

Om stoom- of waterinjectie te kunnen toepassen, dient de gasturbine een aantal extra voorzieningen te krijgen. De verbrandingskamer van de gasturbine zal moeten worden aangepast voor injectie van stoom of water. Hierdoor zal het rendement afnemen.

Daarnaast dient er een aantal extra componenten te worden geïnstalleerd, zoals een verstuiver, inspuitpomp, leidingen, kleppen en extra meet- en regelapparatuur. De daarvoor benodigde investeringskosten bedragen circa 5% van de investeringskosten van de gasturbine en generatorset. De onderhoudskosten zijn ook hoger en de waterbehandeling zorgt voor extra bedrijfskosten. De benodigde gedemineraliseerd-waterinstallatie zal voor een grotere capaciteit moeten worden ontworpen.

Vergelijking van droge en natte technieken op grond van milieuprestaties, economie en techniek levert het volgende op:

a milieu: natte technieken resulteren in minder rendement van de centrale en meer watergebruik. Het is niet duidelijk of natte technieken effectiever zijn voor de reductie van de NO_x-emissies in vergelijking met droge technieken

b economisch: de kosten voor het installeren en onderhouden van natte technieken zijn hoger dan voor droge technieken. Niet alleen de kapitaal- en bedrijfskosten van de gasturbine (GT) zijn hoger in vergelijking met de droge technieken, maar met het oog op de

behoefte aan extra water voor het inspuiten in de verbrandingskamer van de GT geldt hetzelfde ook voor de kapitaal- en bedrijfskosten van de waterbehandelingsinstallaties

c technisch: droge reductietechnieken zijn meer toegepast voor NO_x-reductie, omdat zij eenvoudiger en goedkoper zijn en zich meer hebben bewezen. Dit is een sterke aanwijzing dat droge technieken de voorkeur verdienen boven de natte technieken.

Derhalve worden bij de voorgenomen activiteit droge NO_x-technieken toegepast. Ook het BREF voor de grote stookinstallaties (BREF LCP) stelt dat bij nieuwe installaties toepassing van droge technieken Best Beschikbare Techniek is.

Katalytische technieken

Een groot aantal technieken om NO_x verder te beperken zijn nog in de fase van studie en onderzoek. Als technieken die zich in de praktijk wel ruimschoots bewezen hebben, blijven over:

- selectieve niet-katalytische reductie (SNCR)
- selectieve katalytische reductie (SCR).

De volgende chemische reacties geven het denitrificatieproces van SNCR en SCR weer:

- tussen ammoniak en stikstofoxide: $4\ NO + 4\ NH_3 + O_2 \rightarrow 4\ N_2 + 6\ H_2O$
- tussen ammoniak en stikstofdioxide: $2\ NO_2 + 4\ NH_3 + O_2 \rightarrow 3\ N_2 + 6\ H_2O$.

Beide processen maken gebruik van de reactie tussen NH_3 en NO_x, waarbij de moleculen stikstof (N_2) en water worden gevormd. De reactie met de niet-katalytische reactie treedt op bij temperaturen tussen 900 °C en 1000 °C. De reactiesnelheid bij lagere temperaturen is veel te laag om enige reductie op te leveren. De toepassing van een katalysator bij de katalytische reacties geeft een voldoende grote reactiesnelheid voor een goed reductierendement bij temperaturen tussen 200 °C en 400 °C.

De toepassing van SNCR is technisch niet mogelijk bij gasturbines, omdat een temperatuur van slechts 900 °C wordt bereikt bij de gasturbineschoepen, een plaats waar geen NH_3 kan worden geïnjecteerd. Door de injectie van NH_3 stroomopwaarts van de schoepen waar de temperatuur hoger is, wordt juist NO_x gevormd. Als de rookgassen stroomafwaarts van de gasturbine worden gekoeld, is de temperatuur te laag om het SNCR-proces toe te passen. **Om deze redenen wordt SNCR niet beschouwd als een reëel alternatief voor de voorgenomen activiteit.**

Zo blijft het SCR-proces over als het enige realistische alternatief voor de geselecteerde droge NO_x-techniek. Alleen het SCR-proces is bruikbaar voor efficiënte NO_x-reductie bij de lagere

temperaturen van de rookgassen die stroomafwaarts van de gasturbine worden gekoeld. De reactie vindt plaats op het oppervlak van een katalysator. De huidige generatie katalysatoren heeft TiO_2 als drager en wolfraam of vanadiumoxiden als de actieve componenten.

De katalysator is uitgevoerd als honingraat- of plaatkatalysator, waarbij het rookgas door de kanalen stroomt die worden gevormd door de honingraat- of plaatstructuur. De katalysatoren worden in een aantal lagen in het uitlaatgaskanaal van de ketel geplaatst. De NH_3 wordt stroomopwaarts van de katalysator in het rookgas geïnjecteerd. De totale installatie wordt de SCR-installatie of de DeNOx genoemd. Via deze methode kan de NO_x-concentratie in het *rookgas met ongeveer 50% worden gereduceerd. Het verwachte jaargemiddelde voor* NO_x-emissie zou daarbij van 30 g/GJ tot 15 g/GJ afnemen.

De hoogte van de schoorsteen of de lengte van het rookkanaal zou met ongeveer 10 meter vergroot moeten worden om de katalysator te kunnen inbouwen. Dit dient om de druk stroomopwaarts van de katalysatoren hetzelfde te houden en zo de tegendruk van de gasturbines ten opzichte van de situatie zonder de katalysator niet te beïnvloeden. De drukval door de katalysator zou ongeveer 4 mbar bedragen. Dit zou een extra brandstofverbruik betekenen van ongeveer 0,5%. De NO_x-concentratie in de rookgassen is reeds laag voor verdere NO_x-reductie. Een reductie van 80% is ook mogelijk, maar dan moet de hoeveelheid katalysator meer dan verdubbeld worden en lopen het druk- en daarmee het rendementsverlies verder op. Deze variant is dus zonder meer minder kosteneffectief dan de 50% reductie-variant. Voorts neemt de drukval ook navenant toe, waardoor het extra brandstofverbruik en de CO_2-emissie toenemen.

Een potentieel negatief milieuaspect van katalytische DeNOx is de noodzaak om ammonia ter plekke op te slaan en de veiligheidsrisico's van een dergelijke opslag. Voor de STEG's bedraagt de opslaghoeveelheid circa 30 ton (2 weken gebruiksvoorraad), waarvoor een tank van circa 30 m^3 vereist is.

Ammonia is een 25%-oplossing in water en wordt onder atmosferische druk opgeslagen. De installatie omvat voorts vulaansluitingen en een gasbuffervat van circa 1 m^3. De giftigheid van NH_3 zal veel eerder problemen geven dan de explosiviteit zodat de giftigheid maatgevend is. Het risico van de ammonia-opslag wordt hier benaderd door van het gevaarlijkere ammoniakgas uit te gaan. Vergeleken met ammoniakgas is een ammoniaoplossing veel minder vluchtig en daarom zullen de concentraties en risico's veel lager zijn.

SAVE (SAVE, 1991) heeft het individuele en groepsrisico van 200 ton[6] ammoniakopslag bij de Centrale Gelderland te Nijmegen berekend. In die situatie waarin de afstand tussen de centrale en de woonbebouwing 650 m bedraagt, wordt het plaatsgebonden (= individuele) risico[7] op 5.10^{-8} per jaar geschat. Gezien de aanzienlijk kleinere opslagcapaciteit en toepassing van ammonia in plaats van ammoniak voor de Flevocentrale kan worden gezegd, dat het plaatsgebonden risico lager is dan 1.10^{-8}/jaar. Mede gelet op dit risico is het duidelijk dat het groepsrisico onder de oriënterende waarde blijft.

De investering van een SCR-installatie zoals omschreven ligt tussen de EUR 40 en EUR 50 per kW_e. Voor afschrijving, rente en onderhoud wordt 12% gerekend, De verzekering/belasting is 2% en voorts is 1 extra manjaar/jaar benodigd. Deze kosten komen op EUR 5,5 tot 6,5 miljoen per jaar. Daarnaast zijn de jaarlijkse kosten voor katalysator, extra aardgas en ammonia EUR 3,6 miljoen, zodat de totale kosten liggen tussen EUR 9 miljoen en EUR 10 miljoen per jaar. Voor dit bedrag wordt er circa 600 ton NO_x per jaar gereduceerd. De kosten per ton verwijderde NO_x bedragen ongeveer EUR 16.000 per ton. De Ner hanteert een indicatieve referentiewaarde voor de kosteneffectiviteit van EUR 4.550,-- per ton om de procesemissies te verminderen (NER, 2004). Gezien de lage kosteneffectiviteit van deze NO_x-emissiereductietechnologie wordt deze niet geselecteerd voor de voorgenomen activiteit.

Ter vergelijking: er zijn SCR-installaties bij kolengestookte energiecentrales geïnstalleerd. In deze installaties is de NO_x-concentratie afgenomen van 800 mg/m_o^3 tot 200 mg/m_o^3, hetgeen meer voordeel voor het milieu oplevert. Daar de inlaatconcentratie veel hoger is dan bij gasgestookte installaties, bedragen de kosten per ton verwijderde NO_x ongeveer EUR 2.000,--. Vergelijkbare andere NO_x-reducerende technieken hebben bij deze hoge concentraties dezelfde kosteneffectiviteit.

Tot slot wordt er op gewezen dat het BREF LCP (zie paragraaf 3.2.4.2) SCR bij gasgestookte eenheden niet als Best Beschikbare Techniek kwalificeert.

Conclusie

Samengevat luidden de conclusies voor de belangrijkste beoordelingscriteria als volgt:

a milieu: selectieve katalytische reductie (SCR) produceert minder NO_x dan de voorgenomen activiteit, hoewel er 0,5% meer brandstof wordt verbruikt dan zonder SCR

---

6 deze hoeveelheid is gebaseerd op de behoefte van een kolencentrale en ligt aanzienlijk boven die van de onderhavige gascentrale (circa 30 ton)

7 de kans dat ten gevolge van die activiteit op korte termijn een dodelijk slachtoffer valt

b technisch: andere genoemde droge technieken (andere dan de opties voor de voorgenomen activiteit) bevatten niet bewezen technologieën of zijn niet geschikt voor STEG's
c economisch: de implementatiekosten van SCR overschrijden de door de gezamenlijke provincies ingestelde kosteneffectiviteitscriteria ruim.

4.4.8 Meest milieuvriendelijke alternatief

Het meest milieuvriendelijke alternatief is tot stand gekomen door met betrekking tot de voorgenomen activiteit een aantal uitvoeringsalternatieven door te voeren waarvan gebleken is dat ze milieuvriendelijker zijn dan de voorgenomen activiteit. Dit alternatief wordt beschreven en uitgewerkt in paragraaf 6.7.

4.4.9 Uit te werken alternatieven

Uit het voorgaande is duidelijk dat een aantal van de hiervoor behandelde alternatieven volstrekt niet realistisch zijn voor Electrabel. Dergelijke alternatieven behoeven niet uitgewerkt te worden. Als uit te werken realistische alternatieven blijven over zoals vermeld in tabel 4.2.3:

Tabel 4.2.3 Omschrijving verder uit te werken alternatieven

alternatieven	**omschrijving**	**beschrijving milieugevolgen**
voorgenomen activiteit	bouwen en bedrijven van twee STEG-installaties	hoofdstuk 5
nulalternatief	R1 de huidige situatie met alleen Flevo 30 als gasturbine R2 de vergunde situatie dat Flevo 1 en 2 en Flevo 30 (in combi-bedrijf) in werking zijn	hoofdstuk 5
uitvoerings-alternatieven	– katalytische DeNOx – optimale koelwaterlozing – externe warmte-afzet – inzet bio-olie	paragraaf 6.3 paragraaf 6.4 paragraaf 6.5 paragraaf 6.6
meest milieuvriendelijke alternatief	combinatie van de meest milieuvriendelijke uitvoeringsalternatieven	paragraaf 6.7