

RIVM rapport 773001 017

DAMES:

Een bestand voor de macro-emissies van het
Nederlandse elektriciteitsaanbod in 1995, 1998,
2010, 2020 en 2030

A. Gijsen, J. Spakman

Februari 2001

Dit onderzoek werd verricht in opdracht en ten laste van Ministerie van VROM, Directoraat-Generaal Milieubeheer, in het kader van project 773001, doelgroep energie en nationaal klimaatbeleid.

Abstract

This report describes the datafile DAMES (in Dutch: Databestand Macro-emissies Elektriciteitssector). DAMES offers an overall view of the Netherlands' electricity supply and its attendant emissions of CO₂, NO_x and SO₂. It incorporates results from diffuse sources: (1) monitoring reports on production and emissions from central power plants, (2) an electricity supply model for future years and (3) a database with actual and future emission factors. In DAMES, the electricity supply has been divided into contributions from: *central production* (electricity produced by companies producing electricity as core business), *decentral production* (electricity produced by companies producing electricity as by-product) and the *import balance*. Within these three 'subsectors', DAMES calculates production and emissions on the level of installation types. For combined heat and power production (CHP-installations), DAMES allocates a distinct fraction of the total emissions to the produced electricity.

DAMES calculates aggregated emissions per kWh, an indicator that is often used in calculations on effectiveness of policies and measures. Furthermore, DAMES has an advantage over previous used instruments that it gives an integral overview of the effect of the fuel-mix, CHP, imports and the part of sustainable energy sources. DAMES has been applied on the actual years 1995/1998 and the future years 2010, 2020 and 2030. For the future years, prognoses have been used from two different scenarios of the CPB (Central Planning Bureau). These scenarios are called *Global Competition* and *European Coördination*.

Voorwoord

Dit rapport is geschreven in het kader van een afstudeerproject van de studie Natuurwetenschappen en bedrijf & bestuur aan de Universiteit Utrecht. Het is het resultaat van twee maanden onderzoek bij het RIVM. De primaire aanleiding van de opdracht was om voor de doelgroep verkeer & vervoer de milieubelasting van railvervoer te onderzoeken. Deze wordt in grote mate bepaald door de emissies die vrijkomen bij de opwekking van elektriciteit. Over de emissies per in Nederland opgewekte kWh was echter geen duidelijke informatie zodat is besloten om het onderzoek uit te breiden naar de milieubelasting van de elektriciteit producerende sector. Uit contacten met de afdeling LAE-energie bleek dat er behoefte was aan een toegankelijk databestand waarin de milieudruk ten gevolge van elektriciteitsgebruik en -productie, zoals die met bestaand instrumentarium van het RIVM en samenwerkende instituten wordt berekend voor recente en toekomstige jaren, eenduidig en reproduceerbaar is vastgelegd. Samen met de afdeling LAE-energie is daarom een databestand gemaakt voor het Nederlandse elektriciteitsaanbod en de daarmee gepaarde emissies. Dit rapport is het eindproduct van dit onderzoek en fungeert als achtergronddocument bij de Nationale Milieuverkenning 5 (MV5).

Inhoud

Abstract	3
Voorwoord	5
Inhoud	7
1. Inleiding	11
2. DAMES: macro-emissies door elektriciteitsproductie	13
2.1 <i>Structuur van DAMES</i>	13
2.2 <i>Installatietypen</i>	14
2.3 <i>Emissiefactoren</i>	17
3. Invoer en resultaten	19
3.1 <i>jaar 1995</i>	19
3.2 <i>jaar 1998</i>	20
3.3 <i>jaar 2010</i>	21
3.4 <i>jaar 2020</i>	22
3.5 <i>jaar 2030</i>	22
4. Conclusies: uitvoer DAMES 1995-2030	25
4.1 <i>elektriciteitsvraag</i>	25
4.2 <i>elektriciteitsaanbod</i>	25
5. LifeCycle-benadering	29
Bijlage 1 Verzendlijst	33
Bijlage 2 Historische ontwikkelingen e-sector Nederland	35
Bijlage 3 Productiemethoden elektriciteit	38
Bijlage 4 Factoren die van invloed zijn op de emissies	51
Bijlage 5 Stroomimport in Nederland	56
Bijlage 6 Beschrijving CPB-scenario's	59
Bijlage 7 Resultaattabellen DAMES	61

Samenvatting

Dit rapport beschrijft de datafile DAMES (DAtabestand Macro-emissies Elektriciteitssector). Dames biedt een integraal overzicht van het Nederlandse elektriciteitsaanbod en de daarmee gepaard gaande emissies van CO₂, NO_x and SO₂. DAMES voegt de resultaten samen van verschillende bronnen: (1) voortgangsreportages van de productie en emissies van elektriciteitscentrales, (2) een elektriciteitsaanbod model voor toekomstige jaren en (3) een database met actuele en toekomstige emissiefactoren. In DAMES is het elektriciteitsaanbod verdeeld naar *centrale productie* (elektriciteit geproduceerd door bedrijven die elektriciteitsopwekking als kernactiviteit hebben), *decentrale productie* (elektriciteit geproduceerd door bedrijven die elektriciteit als bijproduct produceren) en *importsaldo*. Binnen deze drie 'subsectoren' zijn in DAMES de elektriciteitsproductie en de emissies op het niveau van installatie-typen berekend. Voor warmte-kracht installaties zijn in DAMES de emissies verdeeld naar het aandeel dat elektriciteitsproductie heeft in de totale energieproductie (elektriciteit + warmte) van deze installaties.

DAMES berekend geaggregeerde emissies per kWh, een indicator die vaak wordt gebruikt voor berekeningen van effectiviteit van beleidsbeslissingen en maatregelen. Tevens heeft DAMES als meerwaarde dat het een integraal overzicht geeft in het effect op de emissies van de brandstofmix, WKK, import en het aandeel van duurzame energiebronnen. DAMES is toegepast op de gerealiseerde jaren 1995/1998 en op de toekomstige jaren 2010, 2020 en 2030. Voor de toekomstige jaren zijn prognoses gebruikt van twee scenario's van het CPB (Centraal Plan Bureau). Deze scenario's zijn het *Global Competition (GC)* en het *European Coördination (EC)* scenario's

Met DAMES is bepaald dat de hoeveelheid elektriciteit die decentraal wordt opgewekt zowel relatief als absoluut veel meer zal toenemen dan de hoeveelheid elektriciteit die centraal wordt opgewekt. In beide scenario's dalen aanvankelijk de totale emissies van CO₂ en NO_x tussen 1998 en 2010 om na 2010, op de NO_x-emissie in het EC-scenario na, weer te stijgen. De SO₂-emissies dalen in alle gevallen. Voor NO_x geldt, dat de reducerende maatregelen in eerste instantie inderdaad voor minder uitstoot zorgen, maar dat dit effect in het GC-scenario weer teniet wordt gedaan door de stijgende elektriciteitsproductie.

De daling van de CO₂-uitstoot tussen 1995 en 2010 wordt voornamelijk veroorzaakt door het verminderen van steenkool en hoogovensgas als brandstof. De stijging na 2010 treedt op doordat de toename van de elektriciteitsproductie sterker is dan de brandstofsubstitutie en de rendementsverbetering.

Tussen 1995 en 1998 zijn de emissiefactoren licht gedaald. Deze daling zal zich door rendementsverbetering van de elektriciteitsopwekking, verandering in de brandstofmix en het NO_x-beleid in de toekomst voortzetten.

1. Inleiding

Dit rapport beschrijft een databestand om het Nederlandse elektriciteitsaanbod en de daarmee gepaard gaande emissies in kaart te brengen. Dit databestand is ontwikkeld om de milieubelasting van elektrisch railvervoer te onderzoeken, omdat er geen integraal overzicht bestond over de (gemiddelde) emissies per Nederlands geproduceerde kWh. De milieubelasting beperkt zich in dit onderzoek tot de emissies van CO₂, SO₂ en NO_x, omdat dit de belangrijkste milieubelastende stoffen zijn. Doordat railvervoerders in Nederland hun elektriciteit onttrekken aan het nationale elektriciteitsnet, kunnen de resultaten ook worden toegepast voor het berekenen van de milieubelasting van alle vormen van elektriciteitsgebruik.

Met DAMES (Databestand Macro-emissies ElektriciteitsSector) zijn de emissies van CO₂, NO_x en SO₂ per geproduceerde kWh berekend. Dit wordt gedaan door het totale elektriciteitsaanbod *beschikbaar voor het Nederlandse territorium* te delen door de totale emissies die door dit totale elektriciteitsaanbod zijn veroorzaakt. Hierbij worden de volgende stappen gevolgd:

1. De totale hoeveelheid elektriciteit *beschikbaar voor Nederland* wordt bepaald door voor ieder installatietype (=manier van elektriciteitsopwekking, zie bijlage 3) de productie te bepalen en dit te sommeren.
2. Vervolgens worden m.b.v. de bekend veronderstelde emissiefactoren van ieder installatietype de emissies per installatietype bepaald en gesommeerd.
3. Bij de elektriciteitsproductie en bij de emissies worden de geïmporteerde hoeveelheden opgeteld en de geëxporteerde hoeveelheden afgehaald.
4. Als laatste wordt de totale hoeveelheid elektriciteit beschikbaar voor Nederland gedeeld op de totale emissies om de emissies per energie-eenheid (kWh) te berekenen.

DAMES berekent dus de gemiddelde emissies per kWh. Er wordt geen rekening gehouden met het feit, dat een deel van de decentrale productie¹ in de praktijk nooit beschikbaar komt voor het openbare net, maar direct wordt gebruikt door het bedrijf dat ze produceert. De gehele productie en de daarmee gepaard gaande emissies, worden meegerekend in de berekening van de gemiddelde emissies per kWh. Als DAMES wordt gebruikt voor specifieke elektriciteitstoepassingen, zoals bijv. de emissies van elektrisch railvervoer, dan worden dus de emissies veroorzaakt door elektriciteit dat nooit het openbare net ingaat, ook meegerekend. Stel dat de zelfgebruikte elektriciteit hoge emissiefactoren zou hebben, dan zouden de emissies voor de toepassing (bijv. railvervoer) te hoog worden ingeschat. Echter, bedrijven die een deel van hun opgewekte elektriciteit zelf gebruiken, zouden dit anders uit het openbare net hebben gehaald, dus in die zin is het wel een deel van het totale nationale

¹ Zie bijlage 2 voor de uitleg van centrale- en decentrale productie. In 1995 bedroeg het aandeel van de decentrale productie ongeveer 25%.

aanbod. De consequentie van deze methode is, dat de emissies die gepaard gaan met in Nederland opgewekte elektriciteit dat geëxporteerd wordt, niet bij de totale emissiefactor wordt gerekend. Andersom geldt dat emissies die gepaard gaan met de geïmporteerde elektriciteit, wel bij de totale emissiefactor wordt gerekend:

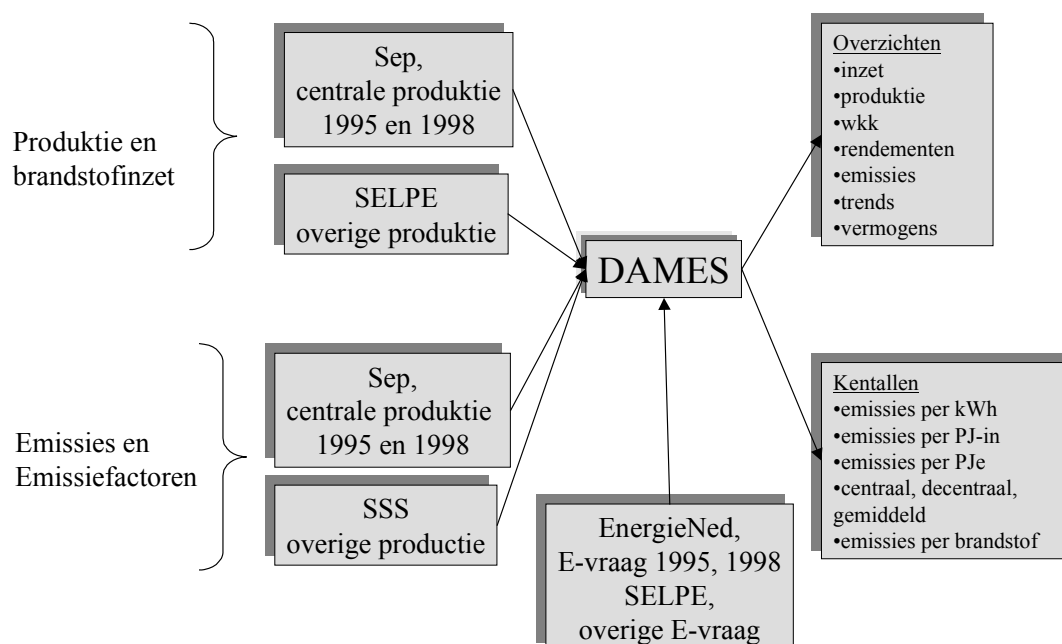
$$\text{emissiefactor} = \frac{\text{Emissies van : (centrale produktie + decentrale produktie + import - export)}}{\text{opgewekte elektriciteit van : (centrale produktie + decentrale produktie + import - export)}}$$

In hoofdstuk 2 wordt DAMES en de invoer van het databestand besproken. Hoofdstuk 3 gaat vervolgens in op de resultaten van DAMES voor 1995 t/m 2030. In hoofdstuk 4 wordt de elektriciteitsvraag beschouwd en hoofdstuk 5 geeft een analyse van de economische ontwikkelingen van 1995 tot en met 2030 en de consequenties van deze ontwikkelingen voor de energiesector. Tot slot wordt in hoofdstuk 6 een Life Cycle-analyse gegeven.

2. DAMES: macro-emissies door elektriciteitsproductie

2.1 Structuur van DAMES

Voor dit onderzoek is een database gemaakt van het Nederlandse elektriciteitsaanbod om een bruikbaar overzicht te krijgen in de kentallen van de elektriciteitsproductie en de emissies naar lucht van NO_x, SO₂ en CO₂ die met deze elektriciteitsproductie gepaard gaan. Deze database is zoals gezegd DAMES genoemd. Het elektriciteitsaanbod wordt daarbij onderverdeeld in de *centrale productie*, de *decentrale productie* en het *importsaldo* (Bijlage 2). De opbouw van DAMES staat weergegeven in Figuur 2.1.



Figuur 2.1: Opbouw van het databestand DAMES

De input van DAMES is gebaseerd op gerealiseerde productie en emissies zoals gepubliceerd door de Sep¹ (centrale productie en import 1995 en 1998) en de brandstofinzet en elektriciteitsproductie voor de decentrale productie en centrale productie 2010, 2020 en 2030 per installatietype van de resultaten van het SELPE-model². De emissiefactoren zijn afkomstig van het RIVM (het SSS-model) en van de Sep. SELPE berekent de verdeling van de productie en brandstofinzet naar de verschillende installatietypen en het SSS-model berekent de consequenties daarvan voor de milieubelasting. Dit versnipperd instrumentarium bevat informatie over de verdeling van de elektriciteitsproductie en emissies naar de verschillende opwekmogelijkheden voor 1995 tot 2030.

¹ Zie bijlage 2 voor een historisch overzicht van de elektriciteitsproductie-ontwikkeling in Nederland en de ontwikkeling van de Sep.

² Model ontwikkeld door het ECN om de elektriciteitsproductie van alle installatietypen te modelleren.

DAMES heeft als meerwaarde dat het een integraal inzicht geeft in het effect op de emissies van de brandstofmix, WKK, import en het aandeel van duurzame energiebronnen.

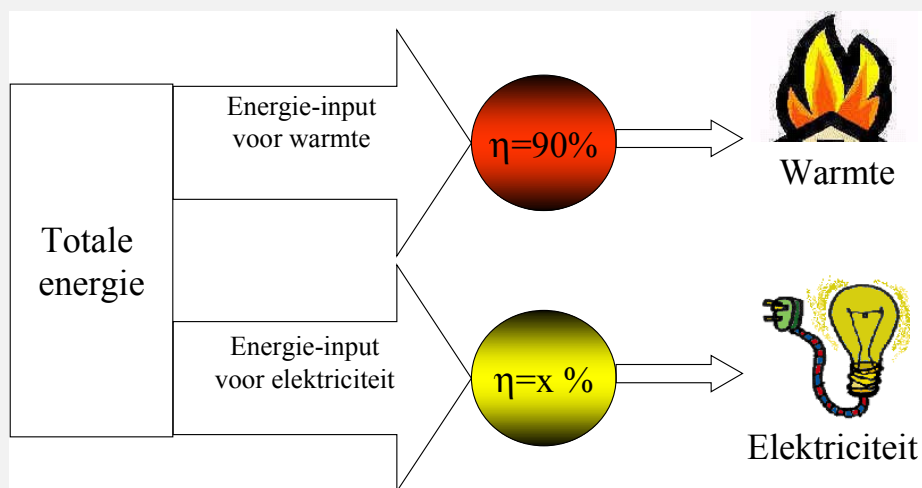
Voor SELPE is de vraag een exogene variabele. In het databestand DAMES wordt de elektriciteitsvraag daarom als een gegeven beschouwd. Voor elektriciteit geldt dat de vraag altijd gelijk is aan het aanbod. In hoofdstuk 4 wordt een verdeling van de vraag naar de verschillende gebruikssectoren gegeven.

2.2 Installatietypen

De verschillende installatietypen waarmee elektriciteit wordt opgewekt, wordt in SELPE onderverdeeld op basis van de onderverdeling zoals die door de wetgeving wordt gehanteerd. Deze onderverdeling is gebaseerd op het feit dat installatietypen verschillende emissiefactoren en rendementen hebben. Zie bijlage 3 voor de beschrijvingen van de verschillende installatietypen. DAMES clustert de installatietypen naar centrale (conventionele) productie, decentrale productie en importsaldo (zie Bijlage 2).

tekstbox: WKK-verdeling

Het zou niet juist zijn om de emissies van vervuilende stoffen van een warmte/kracht-centrale geheel toe te rekenen aan de elektriciteitsproductie, aangezien de geproduceerde warmte ook nuttig wordt gebruikt. De warmte zou anders moeten worden opgewekt met andere emissie-veroorzakende installaties. Figuur 2.2 geeft een schema van de energieproductie in een WKK-eenheid.

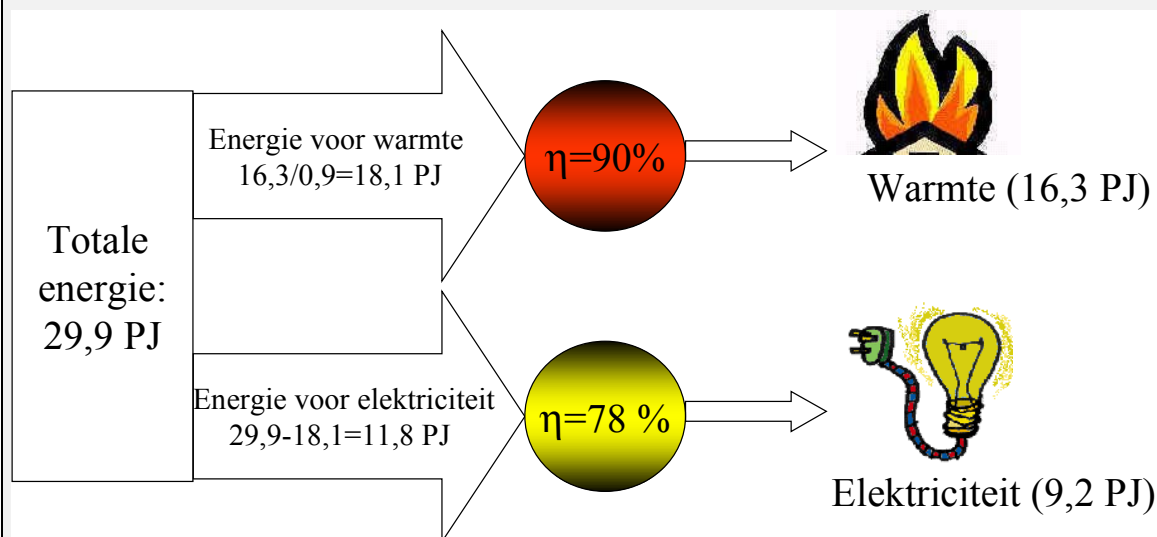


Figuur 2.2: Schema van warmte/electriciteits productie. η =rendement

Om per type wkk-installatie uit te rekenen welk deel van de emissies kan worden toegerekend aan de elektriciteit, moet de hoeveelheid energie die de installatie verlaat in de vorm van warmte bekend zijn ten opzichte van de hoeveelheid energie die de installatie verlaat in de vorm van elektriciteit. Door nu de omzettingsrendementen voor warmte en voor elektriciteit te bepalen, is terug te rekenen hoeveel brandstof is toe te rekenen aan warmte en hoeveel aan elektriciteit.

Het ECN-SELPE-model geeft voor alle typen installaties het brandstofgebruik, de elektriciteitsproductie én de warmteproductie. Veronderstelt is dat de omzetting (van chemische bindingsenergie in de brandstof naar bruikbare warmte) een rendement heeft van 90%. Daarmee is dan direct het omzettingsrendement bekend.

Als voorbeeld wordt voor de WKK-gasmotor op aardgas het aandeel dat de elektriciteitsproductie heeft op de emissies berekend, als de warmteproductie en de elektriciteitsproductie bekend zijn:
Het aandeel dat de elektriciteitsproductie nu heeft in de totale emissies is dan: $11,8/29,9=39,4\%$.



Figuur 2.3: *Energieverdeling van een gasmotor op aardgas*

De installatieparameters van DAMES voor het berekenen van de emissies per installatie-type zijn dus:

- De brandstofinput in PJ-in;
- De emissiefactoren van de installaties in gram/GJ-in;
- De elektrische rendementen van de installaties in PJ_e-uit/PJ-in;
- Toerekeningsfactor WKK aan elektriciteit.

Met behulp van gegevens uit bijlage 3 worden de verschillende installatietypen gecategoriseerd. Hierbij wordt tevens aangegeven wat de brandstof voor de installatie is en welk percentage van de emissies wordt toegerekend aan de elektriciteitsproductie. Deze percentages zijn berekend uit het ECN-SELPE model.

Grootschalige (centrale) productie

Bij de centrale productie wordt er onderscheid gemaakt tussen de volgende installatietypen:

Tabel 2.1 : De installatietypen van de grootschalige productie.

type	brandstof	% toedeling emissies aan elektriciteit
poederkool, <1990 (oud)	steenkool	100
poederkool, >1990 (nieuw)	steenkool	100
kolenvergasser – STEG	steenkool	100
olievergasser – STEG	olie	100
conventioneel, hoogovengas	hoogovengas	100
conventioneel, aardgas	aardgas	100
combi (voorgesch.turbine)	aardgas	100
bestaande STEG	aardgas	100
nieuwe STEG	aardgas	100
warmte/kracht (stadsverwarming, warmteplan)	aardgas	71
Gasturbines	aardgas	100
conventioneel, nucleair	uranium	100

De decentrale productie

Bij de decentrale productie wordt er onderscheid gemaakt tussen de volgende installatietypen:

Tabel 2-2: De installatietypen van de decentrale productie.

type	brandstof	% toedeling emissies aan elektriciteit
WKK – gasmotoren aardgas	aardgas	40
WKK – gasmotoren biogas	biogas	64
WKK – tegendrukturbine + campagnebedrijven	aardgas	46
WKK – gasturbine+afgasketel	aardgas	42
WKK – gasturbine+fornuis	aardgas	28
WKK – STEG aardgas	aardgas	62
WKK – STEG raffgas	raff gas	37
Wind	wind	100
Water	water	100
zon – PV	zon	100
afvalverbranding - AVI's	afval	95
biomassa (import en afval)	biomassa	100
Brandstofcellen	aardgas	100
overige (gasexpansie+WKK distributie)	?	100

Import en export

De Sep heeft contracten met enkele buitenlandse elektriciteitsleveranciers voor de leveringscapaciteit van elektriciteit. Voor een beschrijving van deze leveranciers wordt verwezen naar bijlage 5.

2.3 Emissiefactoren

Centraal en decentraal

De emissiefactoren van CO₂ zijn afhankelijk van de brandstof die ingezet wordt. Deze emissiefactoren zijn in het verleden vastgesteld door TNO, VROM, RIVM, CBS en ECN in het kader van de publicatierreeks emissieregistratie (Spakman *et al.*, 1997).

De emissiefactoren van NO_x en SO₂ van de centrales van gerealiseerde jaren zijn afgeleid uit de voortgangsreportages van de verzuringsconvenanten van de Sep (Sep, 1996c). In deze voortgangsreportages worden voor de jaren 1992-1997 de totale productie en inzet van brandstof, alsmede de totale uitstoot van NO_x en SO₂ per eenheid (installatie) gepubliceerd.

Voor de installatietypen die voor een deel op hoogovengas draaien en voor een deel op aardgas, is onderscheid gemaakt naar gemengde brandstofinvoer (type: conventioneel, hoog-/cokesovengas 1995) en brandstofinvoer van alleen hoogovengas (type: conventioneel hoogovengas). Dit is gedaan omdat de voortgangsreportages van de Sep alleen de totale NO_x en SO₂ uitstoot van de totale brandstofinvoer geeft (dus aardgas en hoogovengas samen), terwijl dit voor de toekomstjaren in het SELPE-model is uitgesplitst naar energiedrager (hoogovengas óf aardgas).

Voor de toekomstjaren zijn de emissies per installatietypen in het SSS-model geschat op basis van vigerend beleid. Dit houdt in dat deze emissiefactoren zijn gebaseerd op ingeschatte reducties als uitwerking van NO_x-emissiehandel (kostenverevening) binnen industrie, raffinaderijen en centrales. Hierbij wordt berekend bij welke installaties welke reducties gerealiseerd kunnen worden tegen de laagste kosten (referentie: NO_x-achtergronddocument MV5).

Voor de oude poederkoolcentrales is aangenomen dat er niet wordt geïnvesteerd in de NO_x-reductie, omdat deze centrales uit bedrijf worden genomen.

Bovenstaande geeft de volgende emissiefactoren:

Tabel 2.3: Emissiefactoren per installatietype, centraal

Centrale	CO ₂	SO ₂	NO _x	NO _x
	(kg/GJ- brandstof)	(g/GJ- brandstof)	1995/1998 (g/GJ- brandstof)	2010/2020/2030 (g/GJ-brandstof)
poederkool, <1990 (oud) (c)	94	69	147	147
poederkool, >1990 (nieuw) (c)	94	47	103	15
kolenvergasser-STEg	94	47	65	7
olievergasser – STEg	74	25	n.v.t. (b)	40
conventioneel, hoog-/cokesovengas 1995	134(a)	10	55	n.v.t.
conventioneel hoogovengas	200	19	67	5
conventioneel, aardgas	56	2	114	n.v.t.
combi (voorgesch.turbine), aardgas	56	3	69	55
bestaande STEg, aardgas	56	0	119	12
nieuwe STEg, aardgas	56	0	27	27
warmte/kracht, aardgas	56	0	69	45
Gasturbines	56	0	178	n.v.t.
Nucleair	0	0	0	0

(a) In 1995 bedroeg de brandstofinzet in hoogoven/aardgas centrales 41,48 PJ (Sep, juni 1996). Hiervan was 22,40 PJ (54%) hoogovengas. (Sep, mei 1997). De emissie per PJ-in is berekend door $0,54 \cdot 200(\text{hoogovengas}) + 0,46 \cdot 56(\text{aardgas}) = 134$.

(b) Deze techniek wordt nog niet toegepast.

(c) Er is geen rekening gehouden met de uitwerking van het convenant met de elektriciteitssector om de CO₂-emissies van kolencentrales met 6 Mton te reduceren in 2010. Dit convenant was ten tijde van het verschijnen van dit rapport echter nog geen vastgesteld beleid en is daarom ook niet in MV5-berekeningen meegenomen.

Tabel 2.4: Emissiefactoren per installatietype, decentraal

Centrale	CO ₂	SO ₂	NO _x	NO _x
	(kg/GJ- brandstof)	(g/GJ- brandstof)	1995/1998 (g/GJ- brandstof)	2010/2020/2030 (g/GJ-brandstof)
WKK – gasmotoren aardgas	56	0	320	27
WKK – gasmotoren biogas	0	10	260	25
WKK – tegendrukturbine + campagnebedrijven	56	0	43	15
WKK – gasturbine+afgasketel	56	0	95	36
WKK – gasturbine+fornuis	56	0	83	72
WKK – STEg aardgas	56	0	95	15
WKK – STEg raffgas	46	21	100	15
wind	0	0	0	0
water	0	0	0	0
zon – PV	0	0	0	0
afvalverbranding-AVI's	39(a)	24	144	65
biomassa (import en afval)	0	10	65	65
brandstofcellen	56	0	2	2
overige (gasexpansie+WKK distributie)	0	0	0	0

(a) Totale productie in 1995 was 1,3 TWh. (CBS, 2000). De totale CO₂ uitstoot voor afvalverbranding was in dat jaar 1162 kton. (Spakman *et al.*, 1997) Met een rendement van 16% (berekeningen ECN) geeft dit ca. 29 PJ-brandstof. Daarmee bedraagt de emissiefactor $(1162)/(1,3 \cdot 3,6/0,16) = 39$

Import

De emissies *per kWh* van België zijn bekend. De emissies per geïmporteerde kWh van de andere landen worden bepaald door de geïmporteerde hoeveelheid te verdelen over de productie per brandstoftype van dat land en te veronderstellen dat de buitenlandse emissiefactoren naar brandstof gelijk zijn aan die van Nederlandse centrales. Dit is gedaan omdat er geen informatie is gevonden over de emissiefactoren van de verschillende landen. In bijlage 5 zijn emissiefactoren per kWh van de verschillende landen uiteengezet.

3. Invoer en resultaten

3.1 jaar 1995

Van de gerealiseerde jaren is voor 1995 en 1998 is in DAMES vastgesteld hoe de inzet, de productie en de emissies van de verschillende installatietypen is geweest. Voor deze jaren is gekozen omdat 1995 het basisjaar voor de MV5 is en 1998 het laatste recente jaar is waar voldoende gegevens over beschikbaar zijn. Achtereenvolgens wordt de in- en uitvoer van de centrale productie en de decentrale productie gegeven. Gegevens over de import is te vinden in bijlage 5.

Centrale productie

De voornaamste bron voor de gegevens over de centrale productie voor het jaar 1995 was de voortgangsreportage van het verzuringconvenant van de Sep (Sep, 1996b). Aangezien kerncentrales geen verzurende stoffen uitstoten, zijn deze in het convenant niet opgenomen. Echter, het rapport 'Elektriciteit in Nederland 1998' (EnergieNed, 1999) geeft de totale energetische inzet van uranium van enkele jaren weer. Met de wetenschap dat kerncentrales een omzettingsrendement hebben van 31%, wordt hun elektriciteitsproductie geschat. Ook vallen de emissies van de KV-STEG in Buggenum in 1995 niet onder het convenant, omdat deze centrale toen nog een proefcentrale was. Deze is er dus ook nog bij gerekend.

Decentrale productie

De *decentrale* productie en inzet per installatietype voor 1995 is gevonden met behulp van berekeningen van het ECN-SELPE model. Totaal stond er in Nederland in 1995 een centraal productievermogen van 4200 MW. Dit vermogen wekte voor 69,6 PJ elektrische energie op (EnergieNed, 1996).

De productie en inzet van 'wind, zon, water en AVI's' staan vermeld in Energiemonitor 99/4 (CBS, 2000). Voor het type 'WKK-tegendrukturbine + campagnebedrijven' geeft het ECN in zijn berekeningen een opgesteld vermogen van 342 MW. Dit lijkt veel te laag, aangezien Sep zelf een vermogen van 924 MW vermeldt (EnergieNed, 1996). Voor de waarde in DAMES wordt de soort Sep gerapporteerde realisaties aangehouden. De productie en emissies voor 1995 verdeeld naar productiewijze zien er nu als volgt uit (zie ook bijlage 7):

Tabel 3.1: *Productie, emissies en geaggregeerde emissiefactoren 1995*

	productie			emissies ^(a)			emissiefactoren		
	E-productie (PJe)	brandstofinzet (PJ) ^(b)	elektrisch rendement %	CO ₂ (Mton)	SO ₂ (kton)	NO _x (kton)	CO ₂ (g/kWh)	SO ₂ (mg/kWh)	NO _x (mg/kWh)
Centraal	210	515	41	39,1	16,5	48,3	669	282	827
Decentraal	70	132	53	6,4	0,6	14,8	330	30	762
Binnenlands	280	647	43	45,5	17,1	63,1	585	220	811
Importsaldo	43	122	36	3,7	3,4	6,0	322	286	515
Totaal	323	769	42	49,2	20,4	69,1	548	227	776

(a) WKK gecorrigeerd. Zie tekstbox blz 12

(b) ten behoeve van elektriciteit

3.2 jaar 1998

Tussen 1995 en 1998 treden enkele verschillen op. Het totale elektriciteitsaanbod stijgt met 11%. Het aandeel van de centrale productie daalt van 65% naar 61%, terwijl het aandeel van decentrale productie stijgt van 22% naar 27%. Hiermee stijgt dus ook het aandeel van WKK, aangezien de decentrale productie voornamelijk uit WKK bestaat. Ook het aandeel van de import daalt van 14% naar 12%. Achtereenvolgens wordt de in- en uitvoer van de centrale productie en de decentrale productie gegeven. Gegevens over de import zijn te vinden in bijlage 5.

Centrale productie

Het laatste jaar waarover een voortgangsreportage van het verzuringsconvenant door de Sep is gepubliceerd is 1997. Over 1998 is dus niet bekend hoeveel elektriciteit iedere centrale apart produceerde. De totale productie is echter wel bekend (60,329 TWh) (EnergieNed, 1999). Ook is bekend welke centrales er in 1998 in- en uit bedrijf zijn genomen. In dit rapport wordt voor de berekeningen van 1998 de centrale-inzet van 1997 gecorrigeerd voor de veranderingen in 1998.

Hierna blijkt de gerealiseerde productie in 1998 alsnog 2% hoger uit te komen. Een mogelijke verklaring hiervoor is dat de centrales in 1998 meer uren hebben gedraaid dan in 1997. Aangezien het verschil klein is, wordt de productie van alle eenheden met 1,02 vermenigvuldigd om op de gerealiseerde productie te komen.

Decentrale productie

Over de decentrale productie van 1998 zijn geen ECN-SELPE berekeningen voor de decentrale productie bekend zoals voor 1995. Wel is de totale decentrale productie bekend. De invoer voor het model voor 1998 is bepaald door de invoer van 1995 op te hogen tot 1998. Dit gaat als volgt:

1. De capaciteit en productie van windenergie, zonne-energie, waterkracht en elektriciteit uit afvalverbranding van 1998 zijn vermeld in de Energiemonitor (CBS, 2000).
2. Het totale opgestelde vermogen en de totale productie worden in het jaarverslag van de Sep vermeld. Als de cijfers van 1995 worden gebruikt met de aanvullingen van de Energiemonitor, dan is er nog een tekort van 49% in het geïnstalleerde vermogen en een tekort van 39% in de productie¹.
3. Het opgestelde vermogen per type en de productie per type wordt met deze percentages opgehoogd. Om de brandstofinzet te berekenen wordt gebruik gemaakt van de rendementen van 1995.

De productie en emissies voor 1998 verdeeld naar productiewijze zien er nu als volgt uit (Tabel 3.2):

¹ Deze cijfers reflecteren de snelle groei van WKK in de betreffende periode.

Tabel 3.2: Productie, emissies en geaggregeerde emissiefactoren 1998

	productie			emissies ^(a)			emissiefactoren		
	E-productie (PJe)	brandstofinzet (PJ) ^(b)	rendement %	CO ₂ (Mton)	SO ₂ (kton)	NO _x (kton)	CO ₂ (g/kWh)	SO ₂ (mg/kWh)	NO _x (mg/kWh)
Centraal	217	495	44	38,0	13,4	34,8	630	221	576
Decentraal	98	209	47	9,8	1,6	14,8	357	57	888
Binnenlands	315	704	45	47,8	15	49,6	546	171	567
Importsaldo	43	120	36	4,6	3,2	7,2	395	270	610
Totaal	358	824	44	52,3	18,1	66,2	526	182	666

(a) WKK gecorrigeerd. Zie tekstbox blz 12

(b) ten behoeve van elektriciteit

3.3 jaar 2010

Het CPB heeft prognoses gemaakt voor de ontwikkeling van de economie tot 2020 (CPB, 1997). Het RIVM heeft voor de MV5 twee van deze scenario's gebruikt, te weten European Coördination en Global Competition. Deze twee scenario's zijn door het RIVM doorgerekend tot 2030. De aannames die zijn gebruikt voor de prognoses van de energiesector staan beschreven in bijlage 6. Met behulp van het SELPE-model van het ECN en het SSS-model van het RIVM zijn modelberekeningen gemaakt voor de emissies van het elektriciteitsaanbod in 2010. De uitkomsten van deze modellen zijn gebruikt als invoer voor DAMES. Dit geeft voor de twee verschillende scenario's voor 2010 de volgende tabel:

Tabel 3.3: Productie, emissies en emissiefactoren 2010

	productie		inzet	rende- ment (%)	emissies ^(a)			emissie-factoren		
	(PJe)	(PJ- in)			CO ₂ (Mton)	SO ₂ (kton)	NO _x (kton)	CO ₂ (g/ kWh)	SO ₂ (mg/ kWh)	NO _x (mg/ kWh)
European Coördination										
Centraal ^(b)	165	324	51	25,7	7,5	16,6	561	164	362	
Decentraal	255	408	63	15,4	2,4	16,3	217	34	230	
<i>Binnenlands</i>	<i>420</i>	<i>732</i>	<i>57</i>	<i>41,1</i>	<i>9,9</i>	<i>32,9</i>	<i>352</i>	<i>85</i>	<i>282</i>	
Importsaldo	1			-4,4	-1,6	-3,6				
Totaal	421	732	58	36,7	8,3	29,3	314	71	251	
Global Competition										
Centraal ^(b)	189	368	51	29,8	10,4	23,6	568	198	450	
Decentraal	243	347	70	15,3	0,9	11,2	227	13	166	
<i>Binnenlands</i>	<i>432</i>	<i>715</i>	<i>60</i>	<i>45,1</i>	<i>11,3</i>	<i>34,8</i>	<i>376</i>	<i>94</i>	<i>290</i>	
Importsaldo	24			0	0	0				
Totaal	456	715	62	45,1	11,3	34,8	356	89	275	

(a) WKK gecorrigeerd. Zie tekstbox blz 12

(b) Deze waarden zijn niet gelijk aan de waarden van de elektriciteitscentrales uit de MV5. Dit komt doordat de centrale productie ook elektriciteit opwekt uit duurzame grondstoffen. Dit wordt in DAMES tot de decentrale productie gerekend en in de MV5 tot de elektriciteitscentrales.

In het GC-scenario is de totale elektriciteitsgebruik groter dan in het EC-scenario. Dit wordt verklaard doordat het GC-scenario een grotere economische groei veronderstelt dan het EC-scenario en daarmee dus ook een grotere elektriciteitsvraag. Verder zijn er grote verschillen in de import-saldi. De Europese markt is in het GC-scenario meer geliberaliseerd waardoor er

meer elektriciteit geïmporteerd wordt. In het GC-scenario wordt er niets geëxporteerd. De negatieve tekens voor de emissies van het importsaldo ontstaan doordat er verondersteld wordt dat de elektriciteit uit de import allemaal duurzaam is opgewekt, terwijl de emissies voor de export wel met behulp van fossiele brandstoffen wordt opgewekt.

3.4 jaar 2020

Met behulp van het SELPE-model van het ECN en het RIM+-model van het RIVM zijn ook modelberekeningen gemaakt voor het elektriciteitsaanbod in 2020. De uitkomsten van dit model zijn gebruikt als invoer voor DAMES. Dit geeft voor de twee verschillende scenario's voor 2020 de volgende tabel:

Tabel 3.4: Productie, emissies en geaggregeerde emissiefactoren 2020

	productie		inzet	emissies ^(a)			emissie-factoren		
	(PJe)	(PJ-in)		elektrisch rendement (%)	CO ₂ (Mton)	SO ₂ (kton)	NO _x (kton)	CO ₂ (g/kWh)	SO ₂ (mg/kWh)
European Coordination									
Centraal ^(b)	193	354	55	23,6	4,8	10,8	440	90	201
Decentraal	305	484	63	18	2,6	19,3	212	31	228
Binnenlands	498	838	59	41,6	7,4	30,1	301	53	218
Importsaldo	3			-4,4	-0,9	-2			
Totaal	501	838	60	37,2	6,5	28,1	267	47	202
Global Competition									
Centraal ^(b)	277	470	59	29,4	3,8	12	382	49	156
Decentraal	309	480	64	20,3	2,1	16,7	237	24	195
Binnenlands	586	950	62	49,7	5,9	28,7	305	36	176
Importsaldo	30			0	0	0			
Totaal	616	950	63	49,7	5,9	28,7	290	34	168

(a) WKK gecorrigeerd. Zie tekstbox blz 12

(b) Deze waarden zijn niet gelijk aan de waarden van de elektriciteitscentrales uit de MV5. Dit komt doordat de centrale productie ook elektriciteit opwekt uit duurzame grondstoffen. Dit wordt in DAMES tot de decentrale productie gerekend en in de MV5 tot de elektriciteitscentrales.

Opvallend is de even grote hoeveelheid NO_x-emissies van de centrale en decentrale productie, terwijl de productie van de centrale productie toch beduidend hoger ligt. Het effect van WKK gaat kennelijk teniet door de hogere NO_x-emissie van decentrale installaties. Voor CO₂ is wel duidelijk te zien dat WKK een emissie-reducerend effect heeft.

3.5 jaar 2030

Voor 2030 zijn met het ECN-SELPE-model geen berekeningen gemaakt. Alleen de totalen voor centraal, decentraal en de importsaldo zijn uit het SSS-model bekend. De aannames omtrent de scenario's uit bijlage 6 zijn gecombineerd met de waarden voor 2020 voor een 'slimme' ophoging.

Dit geeft de volgende tabel:

Tabel 3.5: Productie, emissies en emissiefactoren 2030

European Coordination	produktie (PJe)	inzet (PJ- in)	elektrisch rendement (%)	emissies ^(a)			emissie-factoren		
				CO ₂ (Mton)	SO ₂ (kton)	NO _x (kton)	CO ₂ (g/ kWh)	SO ₂ (mg/ kWh)	NO _x (mg/ kWh)
Centraal ^(b)	206	354	58	20,9	1,6	12	365	28	210
Decentraal	339	492	69	22,3	2	17	237	21	181
Binnenlands	545	845	64	43,2	3,6	29	285	24	192
Importsaldo	15			-3,7	-0,3	-2,1			
Totaal	560	845	64	39,5	3,3	26,9	254	21	173
Global Competition									
Centraal ^(b)	308	493	63	27,6	0	13,8	323	0	161
Decentraal	352	528	67	24,6	2	17	252	20	174
Binnenlands	660	1021	65	52,2	2	30,8	285	11	168
Importsaldo	36			0	0	0			
Totaal	696	1021	66	52,2	2	30,8	270	10	159

(a) WKK gecorrigeerd. Zie tekstbox blz 12

(b) Deze waarden zijn niet gelijk aan de waarden van de elektriciteitscentrales uit de MV5. Dit komt doordat de centrale productie ook elektriciteit opwekt uit duurzame grondstoffen. Dit wordt in DAMES tot de decentrale productie gerekend en in de MV5 tot de elektriciteitscentrales.

4. Conclusies: uitvoer DAMES 1995-2030

4.1 elektriciteitsvraag

Zoals eerder is aangegeven wordt niet uitgebreid ingegaan op de ontwikkelingen achter de vraag naar elektriciteit. De beknopte scenario-beschrijving (bijlage 6) schetst evenwel een ontwikkeling van de elektriciteitsvraag zoals wordt gebruikt in de MV5. Hier wordt alleen een resultatentabel gegeven van de elektriciteitsvraag in de scenario-berekeningen:.

Tabel 4.1: Elektriciteitsvraag naar sector in PJe

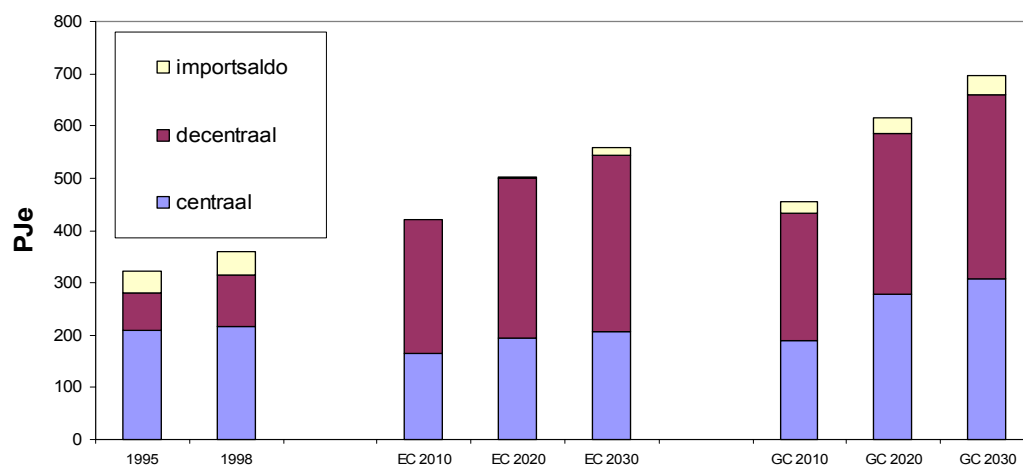
Sector	1995	1998	EC 2010	EC 2020	EC 2030	GC 2010	GC 2020	GC 2030
Industrie	125	139	172	203	233	187	244	278
Raffinaderijen	8	11	23	13	15	9	11	15
Tractie	6	6	6	6	6	6	6	6
Openbaar licht, polders	4	4	4	3	4	3	4	5
Huishoudens	68	75	99	128	152	111	159	200
Landbouw	10	10	5	12	14	9	12	14
Handel, diensten en overheid	90	97	96	117	114	112	154	147
Netverliezen en elektriciteit- gebruik energiebedrijven	12	15	16	20	22	19	26	30
Totaal	323	358	421	502	560	456	616	696

Uit Tabel 4.1 komt naar voren dat de elektriciteitsvraag in de toekomst in alle sectoren zal blijven stijgen. Deze stijging zal het sterkst zijn in de industrie (68-100% in 2030 ten opzichte van 1998) en de huishoudens (103-167% in 2030 ten opzichte van 1998).

4.2 elektriciteitsaanbod

De resultaten van de ontwikkelingen van het Nederlandse elektriciteitsaanbod (realisaties 1995/1998 en prognoses EC en GC-scenario's) staan weergegeven in bijlage 7.

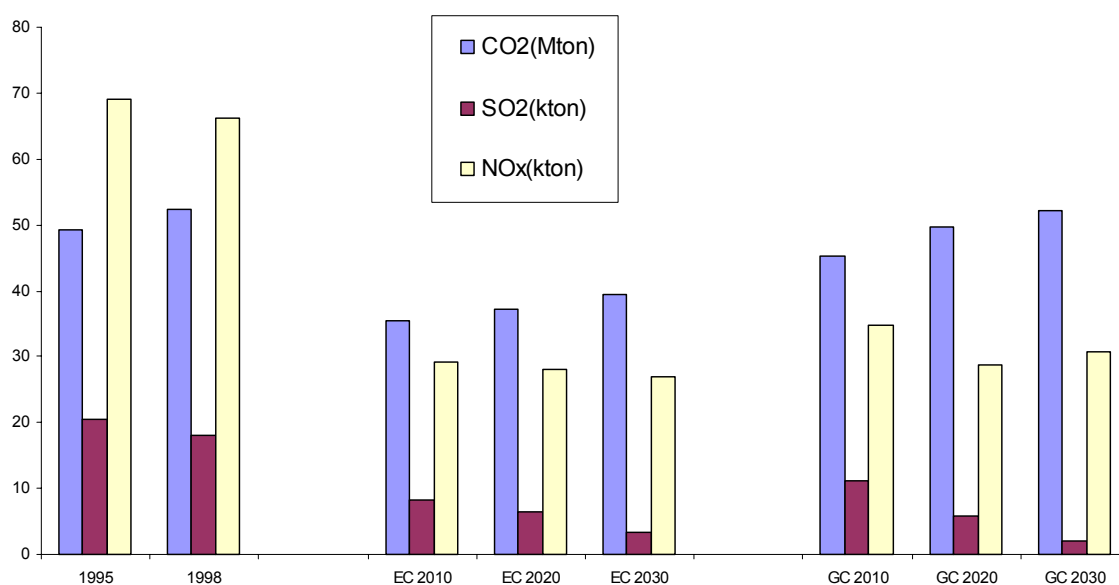
Figuur 4.1 geeft de ontwikkeling van het Nederlandse elektriciteitsaanbod weer:



Figuur 4.1: Het totale Nederlandse elektriciteitsaanbod voor verschillende jaren

Uit Figuur 4.1 wordt duidelijk dat de hoeveelheid elektriciteit die decentraal wordt opgewekt zowel relatief als absoluut veel meer zal toenemen dan de hoeveelheid elektriciteit die centraal wordt opgewekt.

De totale emissies behorende bij deze nationale elektriciteitsproductie staan weergegeven in Figuur 4.2.

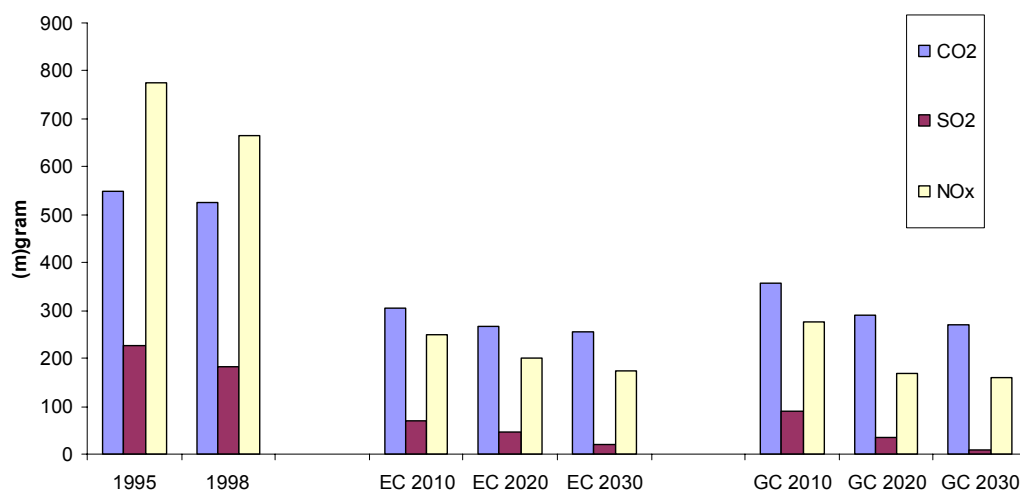


Figuur 4.2: Totale emissies ten gevolge van het nationale elektriciteitsaanbod

In beide scenario's dalen aanvankelijk de totale emissies van CO₂ en NO_x tussen 1998 en 2010 om na 2010 weer te stijgen. De SO₂-emissies dalen in alle gevallen. Voor NO_x geldt, dat de reducerende maatregelen in de eerste instantie inderdaad voor minder uitstoot zorgen, maar dat dit effect in het GC-scenario weer teniet wordt gedaan door de stijgende elektriciteitsproductie.

De daling van de CO₂-uitstoot tussen 1995 en 2010 wordt voornamelijk veroorzaakt door het verdwijnen van steenkool en hoogovensgas als brandstof. De stijging na 2010 treedt op doordat de stijging van de elektriciteitsproductie het effect van de brandstofsubstitutie en de rendementsverbetering weer teniet doet.

De emissiefactoren voor de verschillende stoffen worden (Figuur 4.3):



Figuur 4.3: Gewogen emissiefactoren per kWh. CO₂ in gram en NO_x en SO₂ in mgram per kWh

Tussen 1995 en 1998 zijn de emissiefactoren licht gedaald. Deze daling zal zich in de toekomst voortzetten. Dit heeft de volgende oorzaken:

- rendementverbetering van de opwekking;
- verandering in de brandstofmix;
- het NO_x-beleid.

5. LifeCycle-benadering

Tijdens de winning en transport van grondstoffen voor de elektriciteitsproductie wordt ook energie gebruikt en komen emissies vrij. Voor een volledige “well-to-wheel” analyse voor de milieubelasting ten aanzien van elektriciteitsgebruik, moeten deze zogenaamde indirecte emissies ook in ogenschouw worden genomen. In dit onderzoek is de energieproductie verdeeld naar productie uit: steenkool, aardgas, uranium en overige energiedragers. De overige energiedragers bestaan uit hoogovensgas, raffinaderijgas, biomassa, olie, afval, zon, wind en water. Deze energiedragers zijn in de post ‘overig’ opgenomen omdat ze óf geen emissies veroorzaken bij de ‘productie’ ervan (denk aan wind, zon, enz.) óf het aandeel zo klein is dat verder onderzoek niet zinvol werd geacht. De emissies die vrijkomen bij de bouw of de sloop van de installaties worden niet beschouwd.

Voor de energiedragers die wel significante emissies veroorzaken, gelden de cijfers van Tabel 5.1 (Dwarshuis *et al.*, 1990). Deze cijfers betreffen de emissies ten gevolge van alle handelingen die plaatsvinden in de keten tot aan de centrale. De emissies worden betrokken op de hoeveelheid (directe) energie die ‘aan de ingang’ van de centrale wordt afgeleverd. De energiefactor is de totale hoeveelheid primaire energie die nodig is om één eenheid energie te leveren aan de centrale (Wilting *et al.*, 1994).

Tabel 5.1: Emissie- en energiefactoren winning en transport enkele energiedragers

energiedrager	CO ₂ -emissie kg/TJ	SO ₂ -emissie g/TJ	NO _x -emissie g/TJ	energiefactor
aardgas	3000	400	10100	1,01
steenkool	2900	6300	7600	1,1
uranium	1928	19060	5727	1,07 ^(a)
<i>aardolieprodukten</i>				<i>1,11</i>

(a) (Wilting *et al.*, 1993) geeft als waarde voor de energiestromen vóór een 1 GWjr centrale voor de Nederlandse situatie 687 TJ. 1 GWjr komt overeen met 31500 TJ. Met een rendement van 31% wordt de energiefactor dus $687/31500/0,31+1=1,07$

Voor de verschillende jaren is berekend hoeveel indirecte energie er wordt gebruikt en hoeveel indirecte emissies er vrijkomen bij het Nederlandse elektriciteitsaanbod. Voor de emissie- en energiefactoren worden dan de volgende getallen gevonden (Tabel 5.2):

Tabel 5.2: *Energie en emissiefactoren inclusief winning en transport*

	CO ₂ (gram/kWh)		SO ₂ (milligram/kWh)		NO _x (milligram/kWh)		energiefactor
	direct	indirect	direct	indirect	direct	indirect	
1995	548	26	227	47	776	74	1,045
1998	526	27	182	39	666	80	1,039
EC 2010	304	22	71	9	250	73	1,018
EC 2020	267	21	46	6	202	69	1,013
EC 2030	254	22	21	3	173	74	1,008
GC 2010	356	23	89	11	274	74	1,022
GC 2020	291	21	34	6	168	70	1,014
GC 2030	270	12	10	2	159	40	1,005

Literatuur

- CBS. 2000 *Energiemonitor 99/4 Voorburg*, Heerlen: CBS.
- CPB. 1997. *Economie en fysieke leefomgeving* Den Haag: Sdu.
- Dwarshuis, K; Biesiot, W; Benders, RMJ.; Schilstra, AJ. 1995 *Milieubelasting van de elektriciteitsvoorziening in Nederland en OECD-Europa in de periode 1990-2020*, Groningen: IVEM, onderzoeksrapport no.74.
- Energiened. 1999. *elektriciteit in Nederland 1998*. Arnhem: Roos en Roos.
- Energiened. 1996. *elektriciteit in Nederland 1995*. Arnhem: Roos en Roos.
- Engelen, EWL. 1992. *Elektriciteit in perspectief* stichting toekomstbeeld en techniek.
- EPON. 2000. *The Coal fired Gelderland Power Plant*. EPON
- Hesselmans, T; Verbong, G. 1998. "Het ontstaan van de N.V. Samenwerkende elektriciteitsproductiebedrijven (Sep)" In: tijdschrift 'inspanning', juli 1998.
- Kroon, P. 1998. *Nationale energie verkenningen 1995-2020, trends en thema's*, Petten: ECN, rapportnr ECN-C—97-081.
- RIVM. 1999. *Milieubalans 99*, Alphen aan de Rijn: Samson H.D. Tjeenk Willink.
- Römer, J.C. 1993 *STEG-installaties* ECN-Beleidsstudies.
- Schipper-Zablotskaja, M. 1993; *Energie-opwekking met behulp van stationaire gasturbines*, Bilthoven: RIVM.
- Schipper-Zablotskaja, M. 1992. *Procesbeschrijving Afvalverbrandingsinrichting voor huishoudelijk afval*, Bilthoven: RIVM.
- Sep 1996a. *Technische exploitatie in cijfers 1995*, Arnhem: Sep.
- Sep 1996b. *voortgangsrapportage verzuringsconvenant*, Arnhem: Sep.
- Spakman, J. 1993 *procesbeschrijving Kolenvergassing-STEG (KV-STEG)*, Bilthoven: RIVM/LAE.
- Spakman, J; Van Loon, MMJ; Van Der Auweraert, RJK.; Gielen, DJ; Olivier, JGJ Zonneveld, EA. *Methode voor de berekening van broeikasgasemissies*. Bilthoven: RIVM, TNO, CBS, ECN.
- Wiltling, HC; Biesiot, W; Moll, HC. 1994. *Economische activiteiten vanuit energetisch perspectief*, Groningen: IVEM, onderzoeksrapport no.72, Groningen 1994.

Bijlage 1 Verzendlijst

1. DGM, Directie Strategische Planning
2. plv. Directeur – Generaal Milieubeheer, Dr Ir B.C.J. Zoeteman

3. Prof. Dr F. den Butter – Vrije Universiteit
4. Prof. Dr Ir R.E.C.M. van der Heijden – Technische Universiteit Delft
5. Prof. Dr P.H.L. Bovy – Technische Universiteit Delft
6. Prof. Dr A.I.J.M. van der Hoorn – Universiteit van Amsterdam/ AVV

7. Drs H.C.G.M. Brouwer – VROM/DGM
8. Ing. D. de Jong – VROM/DGM
9. Mr M.C. Kroon – VROM/DGM
10. Mr J. Vis – VROM/DGM
11. Drs P.J. Aubert – EZ
12. Drs G.K. Roulieus – EZ
13. Ir P.C.M. Polak - RWS-AVV
14. Drs E.J. Dietz – CBS
15. Ing. J.A.P. Klein – CBS
16. Dr. C. Koopmans – CPB
17. Ir J.J.E.A van Meel – NOVEM
18. Ir P. Kroon – ECN
19. Ir M. Beeldeman – ECN
20. Dhr. R. Ybema – ECN
21. Ir W. J. van Grondelle – SNM
22. Drs. J. Steijn – VNO/NCW
23. Dr Ir P. Jongenburger – Shell
24. R. Broekhuizen – MOBIL
25. Drs W. Korver – TNO-INRO
26. Ir F. de Roo – TPD-TNO
27. Dhr. R. Gense – TNO-WT
28. Ir J.H.J. Hulskotte – TNO-MEP
29. Drs Ing. P.M. Blok – BEA
30. Ing. P.M. Peeters – Peeters advies
31. J.T. Jetten – NEA
32. Ir J.M.W. Dings – Centrum voor energiebesparing en schone technologie
33. Ir P. Janse – Centrum voor energiebesparing en schone technologie
34. Ir. B.E. Klimbie – Centrum voor energiebesparing en schone technologie
35. Ir E. Lyssen – Universiteit Utrecht, Vakgroep Natuurwetenschap en Samenleving
36. Dhr. D. de Jager – Ecofys
37. Dhr W. Ruigrok – KEMA
38. Dhr R. Benders – IVEM
39. Dr. ir. L.A.M. van Dongen – NS-Reizigers
40. ir. G.W. Fiechter – NS-Reizigers
41. Drs. H. Resida – NS
42. Prof. Dr. S. Proost – Katholieke Universiteit Leuven
43. Dhr. Volgers – Traxis BV

44. Depot van Nederlandse publikaties en Nederlandse bibliografie
45. Nederlands Instituut voor Wetenschappelijke Informatiediensten
46. Bibliotheek VU
47. Bibliotheek UvA
48. Bibliotheek Faculteit der Economische Wetenschappen en Econometrie – UvA
49. Bibliotheek SEO
50. Bibliotheek RPD
51. Bibliotheek V&W
52. Bibliotheek AVV
53. Bibliotheek TU Delft
54. Bibliotheek TU Eindhoven
55. Bibliotheek TU Twente
56. Bibliotheek RUU
57. Bibliotheek KUN
58. Bibliotheek NHTV
59. Connekt

60. Directie RIVM
61. Ir F. Langeweg
62. Drs R.J.M. Maas
63. Dr. J.A. Hoekstra
64. Drs O.J. van Gerwen
65. Dr. Th.G. Aalbers
66. Prof. Dr. G.P. van Wee
67. Drs. ing. K.T. Geurs
68. Ir P.F.L. Feimann
69. Ir R.J.M. Folkert
70. Ir E. Honig
71. Ing. J.A. Montfoort
72. Drs J.A. Oude Lohuis
73. Mevr. D. Stein, Bc
74. Drs. R. van den Wijngaart

75-85 Auteurs

86. Hoofd Bureau Voorlichting en Public Relations
87. Bibliotheek RIVM
88. Bureau Projecten- en rapportenregistratie
- 89-104 Bureau Rapportenbeheer
- 105-120 Reserve-exemplaren

Bijlage 2 Historische ontwikkelingen e-sector Nederland¹

In Nederland ontstond de openbare elektriciteitsvoorziening vanaf de jaren tachtig van de 19e eeuw. In de beginfase waren er nog niet zoveel opwekkingsbedrijven actief, maar na de eeuwwisseling kwamen er steeds meer bedrijven die zich hiermee bezig hielden. Hierdoor raakte de organisatie van de elektriciteitsproductie zowel organisatorisch als technisch verdeeld over vele kleine gebieden. Rond 1910 gingen er steeds meer stemmen op om elektrificatie meer te verbreden. Onderzoeken wezen uit dat dit het beste kon op provinciaal niveau en hierdoor gingen steeds meer provincies eigen productie- en distributiebedrijven opzetten. In 1914 opende Groningen als eerste een centrale met bijbehorend leidingnet. Rond 1920 hadden alle provincies, op Zuid-Holland en Drenthe na, een eigen elektriciteitsvoorziening. Drenthe onttrok zijn elektriciteit uit Groningen en Overijssel en voor Zuid-Holland werd elektrificatie op provinciaal niveau niet opportuun geacht, omdat hier de elektriciteitsvoorziening al goed werd verzorgd door zes gemeentelijke centrales.

Door de elektriciteitsvoorziening op provinciaal niveau te centraliseren was een stap in de goede richting gezet naar meer homogeniteit in de elektriciteitsvoorziening. In 1916 gingen werd de roep groter op om de opwekking (nog) beter te concentreren óf om de centrales te laten samenwerken via een koppelnet. Een groot voordeel van een gekoppeld systeem was dat zo het gezamenlijk reservevermogen en daarmee de productiekosten zouden dalen. Tegenstanders vonden echter dat dit niet opwoog tegen het feit dat de transportkosten van de elektriciteit veel meer zouden toenemen.

Ondanks vele rapporten en onderzoeken gebeurde en niets op het gebied van een koppelnet. Mede debet hieraan was het ontbreken van een overheid die de elektriciteitssector dwong om samen te werken. De overheid ging ervan uit dat dit wel vrijwillig zou gaan gebeuren. In deze houding kwam in 1939 verandering toen bij de toenmalige minister van Waterstaat, J.W. Albarda, het besef rees dat samenwerking nooit op vrijwillige basis zou gaan plaatsvinden. Albarda richtte bij het ministerie van Waterstaat een aparte afdeling voor elektriciteitsvoorziening op.

De oorlogssituatie in Europa intensiverde de discussie over een betrouwbare elektriciteitsvoorziening. Het idee ontstond om de voorzieningen in de Vesting Holland te verzekeren, met als uitgangspunt de in voorbereiding zijnde verbindingen in Zuid-Holland. De inval van de Duitsers verstoortte het samenwerkingsproces enigszins, maar de bezetters zagen ook in dat er in de bestaande situatie teveel onnodige capaciteit was. Zij wilden dus ook een centralisatie van de elektriciteitsvoorziening. De producerende bedrijven beseften nu dat ze beter zelf snel een koppelnet aan konden leggen dan daarmee te wachten, aangezien ze met wachten door de Duitsers gedwongen zouden worden om dat te doen. In de zomer van 1945 kwamen de eerste verbindingen tussen Zuid-Holland en Limburg tot stand.

De oorlog had veel capaciteitsschade veroorzaakt. Tevens groeide na de oorlog het verbruik sterk waardoor de elektriciteitsbedrijven nauwer moesten samenwerken om aan de vraag te kunnen voldoen. Op 3 juni 1949 was dit proces zo ver gevorderd dat de Sep (Samenwerkende

¹ bron : *Hesselmans & Verbong, 1998.*

ElektriciteitsProducenten) kon worden opgericht en sinds 1986 werken de centrales in Sep-verband in feite samen als één bedrijf.

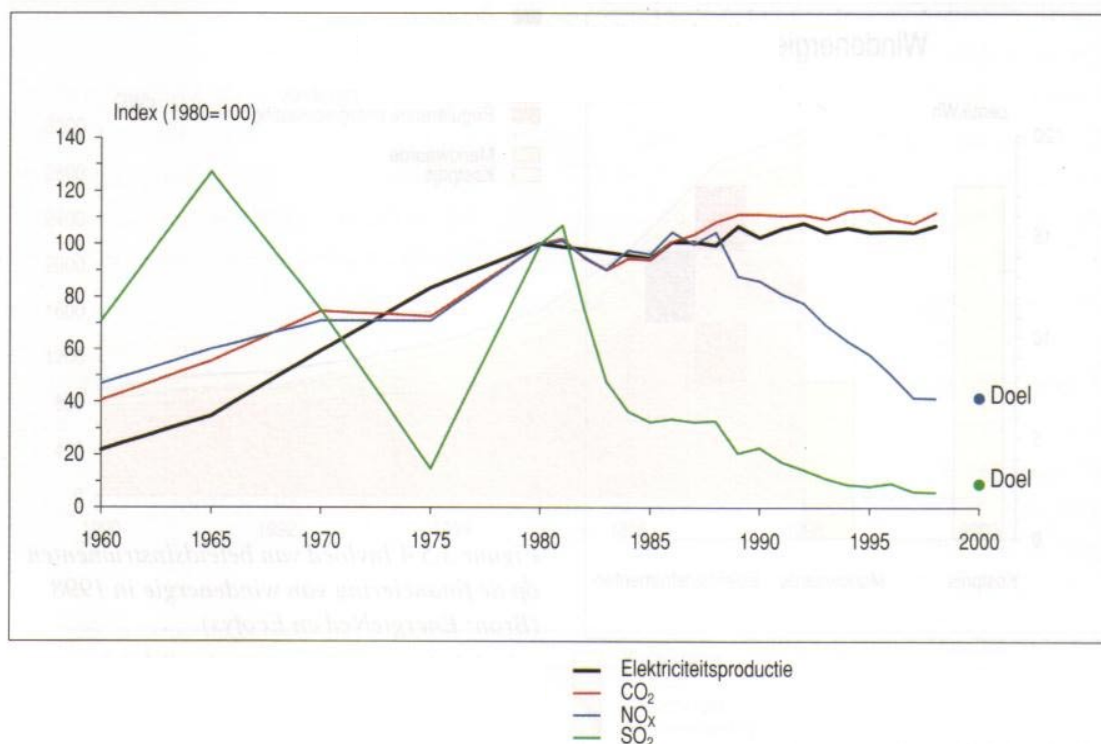
De elektriciteit geproduceerd door de Sep-bedrijven wordt *de centrale productie* genoemd. Daarnaast zijn er ook tal van bedrijven die in hun eigen elektriciteitsvraag voorzien door de elektriciteit zelf op te wekken. De bedrijven die dit doen hebben bijv. warmte nodig voor hun processen en produceren soms als bijproduct elektriciteit. Zo worden dus twee energiebehoeften gedekt met één proces. Het deel van de elektriciteit dat ze niet gebruiken, wordt aan het openbare net geleverd. De *totale* elektriciteitsproductie die door bedrijven anders dan de Sep wordt geproduceerd, wordt aangeduid als de *decentrale productie*. Een lange tijd had deze vorm van opwekking geen significant aandeel op de totale elektriciteitsproductie ten opzichte van de centrale opwekking, maar drie ontwikkelingen in de jaren tachtig brachten daar verandering in. Ten eerste stegen energieprijzen met als gevolg dat het aantrekkelijker werd om efficiënter met energie om te gaan. Ten tweede veranderde de organisatiestructuur van de centrale productiebedrijven waardoor er meer ruimte kwam voor decentrale opwekking en als laatste werden er technologische vooruitgangen geboekt op het gebied van gasturbines, zodat kleinschalige elektriciteitsopwekking toegankelijker werd (Van Engelen, 1992).

De milieuproblematiek aan het eind van de jaren tachtig zorgde dus voor een herwaardering van decentrale opwekking, aangezien met decentrale opwekking zowel elektriciteit als nuttige warmte wordt geproduceerd, waardoor er energie wordt bespaard. In dit kader werd er door de overheid in 1987 een Stimuleringsprogramma Warmtekracht opgezet. Mede hierdoor stond er in 1992 voor 2700 MW aan decentraal vermogen. In 1995 was dit al gestegen tot 4200 MW (22% van het totale vermogen) en in 1998 bedroeg dit 6200MW (27% van het totale vermogen).

Een derde bron van elektriciteit naast de centrale en de decentrale productie is de *import*. Nederland staat op drie plaatsen in verbinding met het Belgische elektriciteitsnet en op drie plaatsen met het Duitse net. Door deze verbindingen worden ook de exporten uitgevoerd. De importen en exporten vinden voorsnog exclusief plaats door de Sep.

In de eerste helft van deze eeuw werd er bij de elektriciteitsproductie vooral gebruik gemaakt van kolen, welke ten opzichte van andere energiedragers voor veel emissies zorgen. In 1973 is de laatste kolenmijn in Nederland gesloten. In 1948 werd er in Coevoorden het eerste aardgasveld ontdekt, gevolgd door de ontdekking in 1959 van één van de grootste aardgasvelden ter wereld in Slochteren, Groningen. De inzet van aardgas bij elektriciteitsproductie werd hierdoor enorm gestimuleerd, mede door de angst dat binnen afzienbare tijd gas waardeloos zou worden door de vermeende dominante rol die kernenergie zou krijgen (RIVM, 1999).

Sinds 1950 is het aanbod van elektriciteit toegenomen tot bijna veertienmaal de hoeveelheid van 1950 in 1998. Hierbij is het aandeel van de decentrale productie (en dus van WKK) enorm gestegen. In 1979 bedroeg het aandeel decentraal nog 11%, in 1998 is dit gestegen tot 27% (EnergieNed, 1999). Deze toename had de volgende milieu-effecten tot gevolg:



Figuur 5.1: Milieudruk elektriciteitscentrales (RIVM, 1999)

Vanaf 1960 zijn de verbrandingsemissies van de productie van elektriciteit aanvankelijk gestegen door de toegenomen elektriciteitsproductie. Tot 1960 werden voornamelijk kolen ingezet, maar door de groeiende elektriciteitsbehoefte werd er steeds meer goedkope olie geïmporteerd. Hierdoor nam de SO₂-emissie snel toe, aangezien de olie een hoog zwavelgehalte bevatte.

Begin jaren zeventig begon de productiegroei af te vlakken en later werden, naar aanleiding van de Wet inzake luchtverontreiniging uit 1970, ook de eerste maatregelen voor emissiereductie genomen. De grote emissiedaling van SO₂ na 1966 was het gevolg van de forse inzet van aardgas. Na de oliecrisis van 1973 zijn de SO₂-emissies weer sterk toegenomen als gevolg van het diversificatiebeleid van de overheid m.b.t. de brandstofinzet, waardoor het gebruik van kolen en olie weer werd gestimuleerd. De stijging vond plaats ondanks de gerealiseerde reductie van de zwavelgehalten van kolen en olie.

De NO_x-uitstoot door de centrale elektriciteitsproductie is in de periode 1980-1999 met 60% gedaald tot een waarde van 35 miljoen. De CO₂-emissie van de centrale productie is sinds 1980 met 12% gestegen. Import van elektriciteit, toename van de decentrale productie en rendementsverbetering van de centrale productie hebben de invloed van de toegenomen productie door de centrale productie en de veranderingen in de brandstofinzet (toename aardgasinzet) niet kunnen compenseren.

(bron: RIVM, 1999)

Bijlage 3 Productiemethoden elektriciteit

Inleiding

Sinds Michael Faraday in 1831 ontdekte hoe men met een magneet en een geleidend draad elektriciteit kon opwekken, zijn er veel verschillende methoden om elektriciteit op te wekken ontwikkeld. Voor dit onderzoek worden er drie methoden onderscheiden:

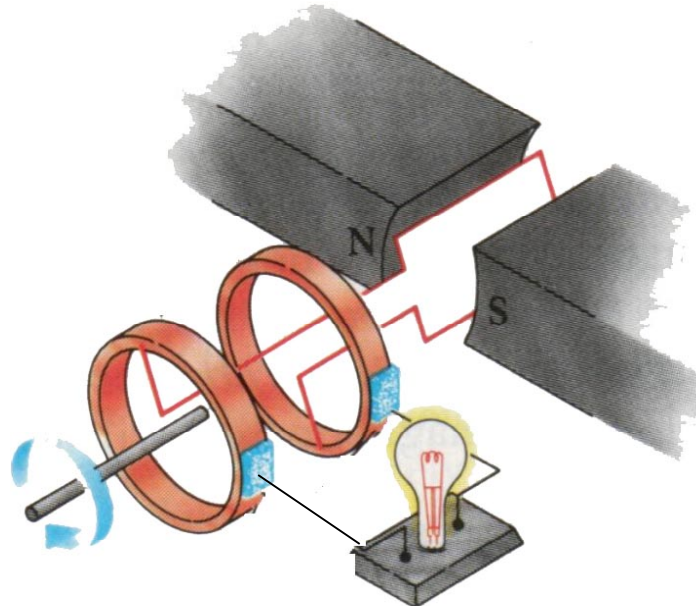
- Elektriciteitsopwekking d.m.v. een generator
- Elektriciteitsopwekking d.m.v. een zonnecel
- Elektriciteitsopwekking d.m.v. brandstofcellen

Elektriciteitsopwekking d.m.v. een generator

Elektriciteit kan worden opgewekt door een gesloten stroomcircuit te laten bewegen in een magnetisch veld. Deze manier van elektriciteitsopwekking is gebaseerd op de wet van Faraday:

‘Het elektromagnetische veld dat wordt opgewekt in een stroomkring is direct evenredig met de verandering van een magnetische flux door de stroomkring naar de tijd.’

Eenvoudig gezegd is het dus mogelijk om in een stroomcircuit stroom te induceren door de richting van een magnetisch veld telkens te veranderen ten opzichte van het stroomcircuit. Hoe groter het magnetische veld of hoe sneller de verandering van de stroomkring in magnetische veld is, hoe meer stroom er geïnduceerd wordt.



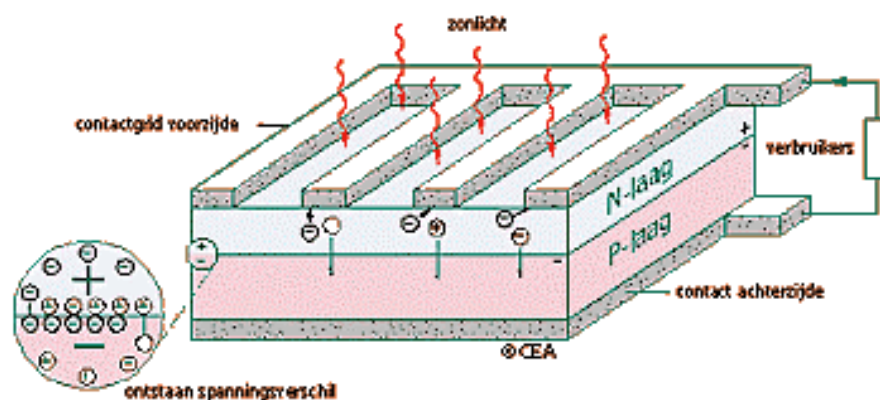
Figuur 5.2: Schema van een generator

In een generator wordt elektriciteit volgens bovenstaand principe opgewekt. In zijn meest eenvoudige vorm bestaat een generator uit een gesloten draad (stroomkring) dat mechanisch wordt gerotereerd in een magnetisch veld (zie Figuur 5.2). De uiteinden van de stroomkring zijn verbonden met mee-roterende sleefringen. De opgewekte elektriciteit wordt overgedragen aan een extern circuit door stationaire koolborstels die met de sleefringen in contact staan (Serway, 1992).

De generator moet dus mechanisch aangedreven worden om zo de stroomkring draaiende te houden. Meestal gebeurt dat door het laten draaien van één of meerdere rotoren (van schoepen voorziene wielen, zoals de wieken van een molen). Er zijn veel manieren om dat te doen. Paragraaf 0 gaat nader in op de meest gebruikte methoden om rotoren te laten draaien.

Elektriciteitsopwekking d.m.v een zonnecel

Het gemiddelde vermogen van de zonnestraling dat het Nederlandse aardoppervlak bereikt, is maar liefst 50 maal groter dan het primaire energiegebruik (Van Engelen, 1992). Het potentieel voor zonne-energie is dus erg groot. Er zijn vele manieren om zonlicht in elektriciteit om te zetten. Hiervan is de fotovoltaïsche zonne-energie (PV) de meest belangrijke, omdat bij deze methode zonne-energie in één keer omgezet wordt in elektriciteit. Hierdoor is het rendement hoger dan bij andere vormen van elektriciteitsopwekking d.m.v zonne-energie, waar meerdere omzettingstappen zijn. Een ander voordeel van het PV-systeem is dat er geen bewegende delen of vloeistofstromen zijn. Daar staat tegenover dat de hoge installatiekosten een belangrijke beperking vormen.



Figuur 5.3: Schema van een zonnecel

De meest gebruikte type zonnecel is gemaakt van silicium. Dat silicium bestaat uit twee lagen, de zogenaamde N-laag (stikstof) en P-laag (fosfor). Het verschil in de twee lagen ontstaat door kleine chemische toevoegingen. Hierdoor ontstaat een spanningsverschil over het scheidingsvlak vergelijkbaar met de plus en de min van een batterij. Onder invloed van licht worden er extra elektronen in de zonnecel losgemaakt. Door een verbinding tussen beide lagen te maken, gaat er een elektrische stroom lopen. Voor het op gang komen van het fotovoltaïsche proces hoeft de zon niet fel te schijnen. Ook op een bewolkte dag kan een zonnecel elektriciteit leveren.

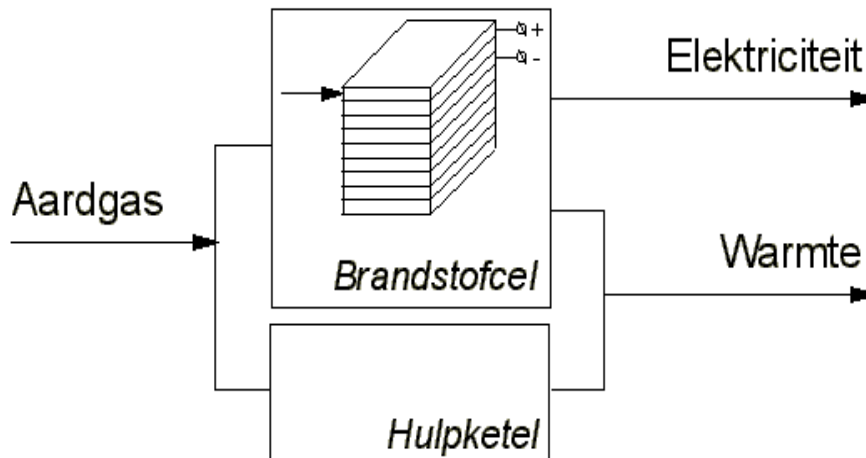
Zonnecellen worden meestal aan elkaar gekoppeld en ondergebracht in een zonnepaneel. Panelen met zonnecellen leveren gelijkspanning van 12 of 24 Volt. In zo'n paneel zijn de cellen tegen weer en wind bestand. Meer zonnepanelen maken doorgaans deel uit van een compleet systeem, een zogenaamd PV-systeem. Andere componenten van een PV-systeem zijn hulpmiddelen zoals kabels, regelapparatuur en een draagconstructie. De PV-systemen kunnen gebruikt worden voor autonome en (elektriciteits-)netgekoppelde toepassing.

(bron: www.duurzame-energie.nl)

Voor zonne-energie geldt dat de zonne-inval in Nederland teveel aan fluctuaties onderhevig is om een op zichzelf staande betrouwbare elektriciteitsbron te zijn (Van Engelen, 1992). Het zal dus altijd moeten worden gebruikt in combinatie met andere elektriciteitsbronnen.

Elektriciteitsopwekking d.m.v. een brandstofcel

In een brandstofcel vindt in tegenstelling tot conventionele omzetting van fossiele bronnen geen verbranding van een energiedrager plaats. In plaats van hitte, die via een generator wordt omgezet in elektriciteit, komt in een brandstofcel direct elektriciteit vrij. Er vindt een omzetting plaats van waterstof (geproduceerd uit aardgas in een hulpketel) en zuurstof tot water, waarbij elektriciteit vrijkomt. De benodigde waterstof voor dit systeem kan bijvoorbeeld uit kolen, aardgas of methanol worden gevormd (Figuur 5.4). Tevens kan de waterstof duurzaam worden geproduceerd d.m.v. bijv. zonne- of windenergie.



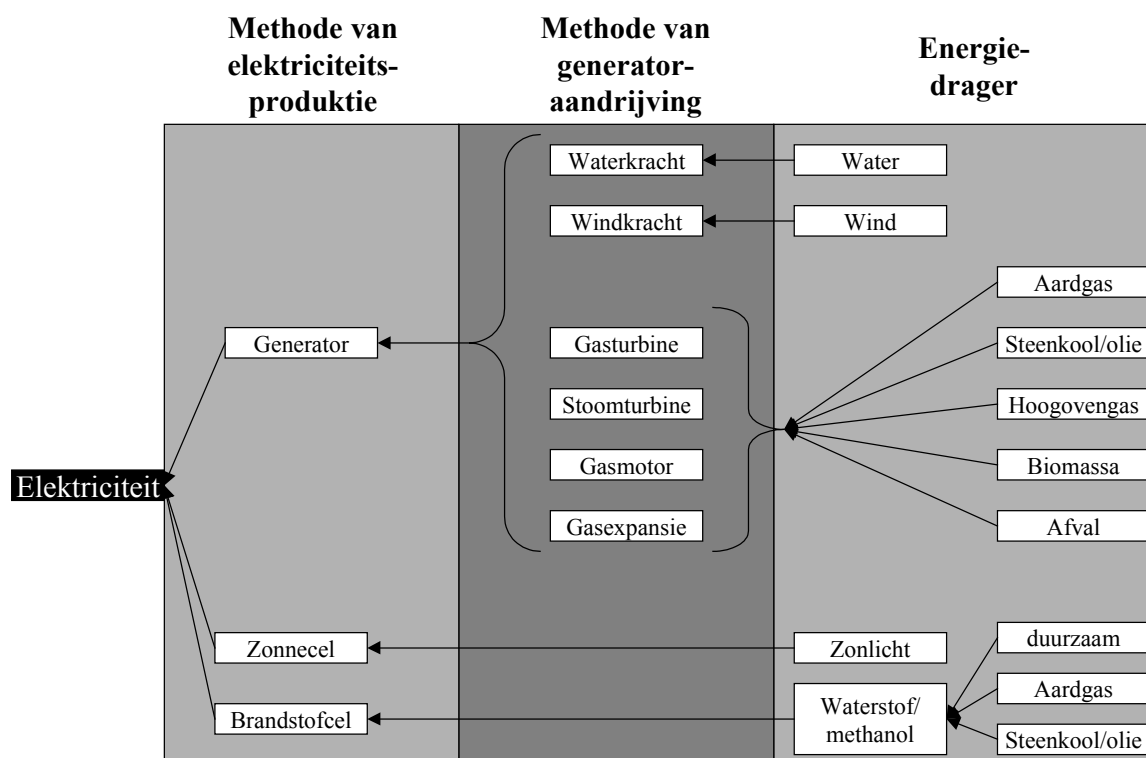
Figuur 5.4: Schema van een brandstofcel

De brandstofcel kan gebruikt worden voor zowel gecombineerde opwekking van elektriciteit en warmte, als voor solitaire elektriciteitsproductie. Het voordeel van de brandstofcel ten opzichte van andere installaties is het naar verwachting hoge elektrisch rendement (naar verwachting omdat het nog niet op grote schaal wordt toegepast). Verder hebben brandstofcellen veel lagere emissies per eenheid elektriciteit.

(bron: www.ecn.nl, mei 2000)

Iedere bovenstaand beschreven methode voor elektriciteitsproductie kent verschillende toepassingen en iedere toepassingen heeft weer andere energiedragers.

De voor dit onderzoek onderscheiden methoden, toepassingen en energiedragers staan samengevat in Figuur 5.5.



Figuur 5.5: Methoden en energiedragers voor elektriciteitsopwekking

De volgende paragraaf zal ingaan op de verschillende methoden voor het aandrijven van een generator.

Methoden voor het aandrijven van een generator

Stoomturbines

Een stoomturbine is een machine die stoom als arbeidsmedium gebruikt om roteren te laten draaien. De afgifte van arbeid vindt plaats in een continu proces waarbij de stoom in de turbine expandeert van keteldruk (bijv. 80 bar) tot condensordruk (0,05 bar absoluut) onder afgifte van arbeid. In zijn eenvoudigste vorm bestaat een stoomturbine uit een loopwiel met loopschoepen en een stilstaande straalbuis. In deze straalbuis vindt een drukval van de stoom plaats, waarbij deze drukval omgezet wordt in een snelheidsverhoging van de stoom (fluitketel-effect). In de loopschoepkanalen wordt de stoom gedwongen van richting te veranderen waardoor een kracht in de omtrekrichting op de loopschoepen wordt uitgeoefend met als gevolg dat het loopwiel gaat roteren en via de as arbeid kan afgeven aan het aan te drijven werktuig (Schipper-Zablotskaja, 1993).

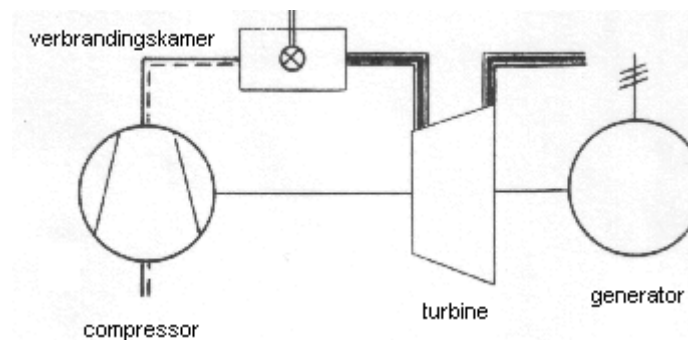
De stoom kan op twee methoden uit de turbine worden afgevoerd. Als eerste zijn er *condensatieturbines*, waarbij de totale drukval van keteldruk naar condensordruk wordt gebruikt om arbeid op te wekken voor de aan te drijven installatie. In de condensor wordt de condensatiewarmte afgevoerd zodat de stoom condenseert en teruggevoerd kan worden als voedingswater voor de ketel. Als tweede is er de *tegendrukturbine*. Hierbij valt de drukval niet plaats tot de condensordruk, maar tot een hogere druk. De stoom wordt uit de turbine afgetapt en gebruikt voor bijvoorbeeld ruimteverwarming of procesverwarming.

Het elektrische rendement van stoomturbines liggen ongeveer op de 30% (Römer, 1993).

Gasturbines

De ontwikkeling van de gasturbines is 50 jaar geleden begonnen en historisch gezien zijn er twee typen gasturbines: straalmotoren voor vliegtuigvoortstuwing en industriële gasturbines voor de productie van elektriciteit. In beide typen is de laatste drie decennia veel ontwikkeling geweest, waarbij vooral werd gestreefd naar een steeds hoger rendement. Bij industriële gasturbines lag het accent vooral op een lage prijs, een hoge betrouwbaarheid gekoppeld aan een lange levensduur en weinig onderhoud.

In een gasturbine wordt aan een rotor arbeid afgegeven door de afbuiging van een energierijk stromend medium (de verbrandingsgassen). Een gasturbine bestaat uit de volgende hoofdcomponenten (Schipper-Zablotskaja, 1993):



Figuur 5.6: Schema van de toepassing van een gasturbine voor elektriciteitsproductie

- de luchtcompressor, die verse lucht aanzuigt en deze na compressie tot ongeveer 10-16 bar naar de verbrandingskamer voert;
- de verbrandingskamer, waar (vloeibare of gasvormige) brandstoffen worden verbrand, waarbij de temperatuur van de verbrandingsgassen fors oploopt (soms tot boven 1200°C);
- de turbine zelf, waarin de hete gassen expanderen en daarbij arbeid leveren om zowel de compressor als het aangekoppelde werktuig (generator) aan te drijven.

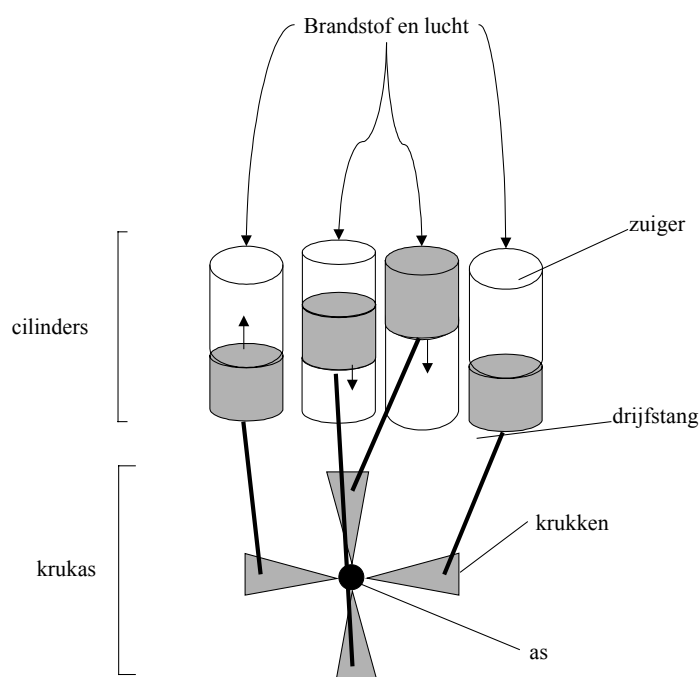
De compressor levert potentiële energie aan de lucht. Met de brandstof wordt energie in de vorm van chemische energie toegevoerd. In de verbrandingskamer wordt de chemische energie van de brandstof omgezet in thermische energie en kinetische energie. In de turbine vindt verdere energie-omzetting plaats (in kinetische energie) om mechanische arbeid te verrichten waardoor zowel de luchtcompressor als het aangekoppelde werktuig worden aangedreven. Een aanzienlijk deel van de opgewekte energie (ongeveer 70%) is nodig voor de aandrijving van de compressor (Römer, 1993). Het betreft hier zogenaamde "omlopende" energie. Energie toegevoerd voor de compressie komt bij de expansie in de turbine weer vrij.

Een gasturbine moet dus vermogen leveren voor het aan te drijven werktuig (in geval van elektriciteitsopwekking de generator) en voor de compressor. Het vermogen voor de generator bedraagt ongeveer 30%. Het totale elektrische rendement van een gasturbine ligt rond de 25%

Gasmotoren

Een gasmotor is in feite niets anders dan een stationaire dieselmotor waarin aardgas (of biogas) de brandstof is. Een gasmotor laat een krukas draaien doordat translerende bewegingen¹ van cilinders via een drijfstang d.m.v. krukken worden omgezet in roterende bewegingen¹ (zie Figuur 5.7). De translerende beweging in de zuigers op de krukas wordt als volgt veroorzaakt: In de cilinders bewegen de zuigers naar beneden doordat de brandstof bovenin wordt ontstoken. Door de toegenomen druk van de verbranding wordt de zuiger naar beneden gedrukt en veroorzaakt via de drijfstang een roterende beweging van de krukas. De daarop volgende opwaartse beweging wordt enerzijds veroorzaakt door de massa-traagheid van de krukas waaraan het vliegwiel is verbonden en anderzijds doordat de cilinders een verschillend ritme hebben, waardoor cilinders elkaar weer omhoog duwen.

Bij de opwaartse beweging verlaten de verbrandingsgassen de cilinder via een uitlaatklep. Deze verbrandingsgassen hebben hoge temperaturen en kunnen gebruikt worden voor proceswarmte. Het mechanische en dus het elektrisch rendement van gasmotoren ligt rond de 30%.



Figuur 5.7: Schema van een 4-cilinder gasmotor

Windmolens

De atmosfeer bevat boven Nederland een grote hoeveelheid energie in de vorm van wind. De meest toegepaste vorm van elektriciteitsopwekking uit windenergie is de windmolen.

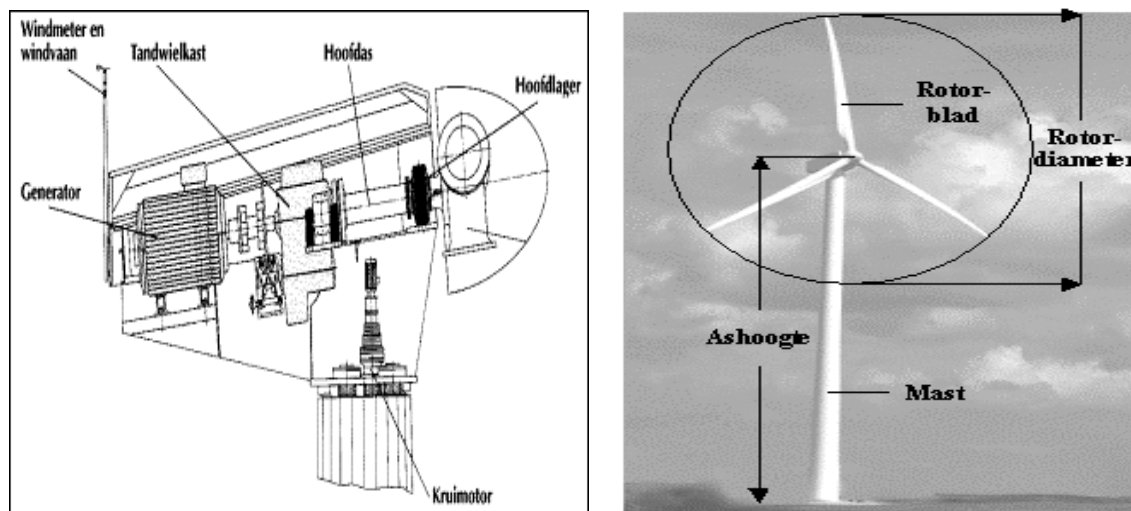
Een belangrijk onderdeel van een windturbine is het rotorblad; door de vorm van het blad wordt de energie in de langstromende lucht omgezet in een draaiende beweging. De rotorbladen zitten vast aan de hoofd-as. In de gondel wordt de draaiende beweging versneld in een tandwielkast. De sneldraaiende, uitgaande as van de tandwielkast drijft op zijn beurt een generator aan die elektriciteit opwekt. Tegenwoordig worden er ook windturbines

¹ Transleren = verticale bewegingen.

Roteren = wentelen om een as of middelpunt.

geproduceerd zonder tandwielkasten. Deze turbines hebben een speciale grote generator, die bij het relatief lage toerental van de rotor elektriciteit levert.

De windvaan op de gondel meet de windrichting. Zodra de windrichting verandert, zorgt een kruimotor ervoor dat rotorbladen en gondel voortdurend in de wind gehouden worden.



Figuur 5.8: Schema en foto van een windmolen

De energie-opbrengst is evenredig met het virtuele oppervlak van de rotoren. De energie-opbrengst neemt dus toe met het kwadraat van de rotordiameter. Tevens is de energie-opbrengst evenredig met de derde macht van de windsnelheid. De opbrengst neemt dus toe naarmate de windmolen hoger staat, aangezien het in hogere luchtlagen harder waait. De grootte van een windturbine kan met behulp van verschillende kenmerkende afmetingen worden aangeduid. De rotordiameter is de middellijn van de cirkel die de uiteinden van de rotorbladen beschrijven. De ashoogte geeft de hoogte aan van de hoofdas ten opzichte van de grond. Ook het elektrisch generatorvermogen van de turbine wordt gebruikt om de grootte van de windturbine aan te duiden.

Turbines zijn er tegenwoordig in allerlei verschillende soorten en maten. De belangrijkste ontwikkeling van de windturbines is dat de bedrijfszekerheid steeds groter wordt. Het percentage van de tijd dat windmolens onvoorzien uitvallen is de laatste jaren gereduceerd tot minder dan 2%, terwijl dit voorheen meer dan 7% was. Ook worden de windmolens steeds groter. In 1988 was het vermogen van de gemiddelde windturbine in Nederland nog zo'n 100 kilowatt met een rotordiameter van 20 meter en een ashoogte van 30 meter. Zo'n turbine levert genoeg stroom voor ca. 80 huishoudens. Momenteel is het vermogen van een gemiddelde windturbine met een rotordiameter van 50 meter en een ashoogte die kan oplopen tot 60 à 70 meter, 750 kilowatt. Hiermee kunnen 600 huishoudens worden voorzien van elektriciteit. Momenteel worden veel projecten gepland waarbij de turbine een vermogen heeft van 1.000 tot 1.500 kilowatt. De bijbehorende rotordiameter is ongeveer 60 tot 80 meter en de ashoogte kan oplopen tot 100 meter.

(Bron: www.duurzame-energie.nl, mei 2000)

Een windmolenpark heeft veel ruimte nodig om een geringe hoeveelheid energie op te wekken. Door deze lage vermogensdichtheid (1000 kWh/m²jaar) en de enorme fluctuaties van de windkracht in de tijd, kan elektriciteitsopwekking d.m.v. alleen windenergie alleen

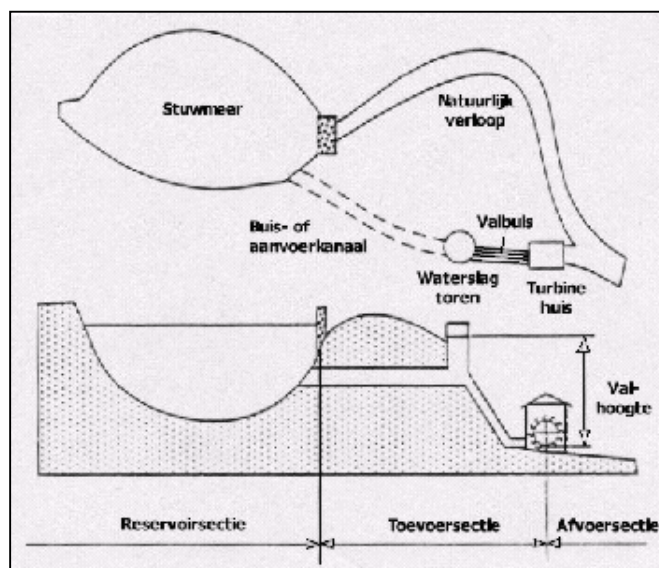
geen betrouwbare elektriciteitsbron zijn aangezien het een te geringe en te grote onzekerheid in de opbrengst heeft.

Waterkracht

De kracht van stromend en vallend water kan met behulp van een waterturbine in een draaiende beweging worden omgezet. Door de as van de turbine te koppelen aan een generator wordt elektriciteit opgewekt.

Grootschalige waterkracht

In bergachtig gebied valt water relatief snel naar beneden door het grote verval. Waterkrachtcentrales die gebruik maken van de grote valsnelheid van het water werken met 'impuls'-turbines. Om verzekerd te zijn van voldoende aanvoer van water, ook in tijden van weinig neerslag of weinig smeltwater, legt men stuwmeren aan. Via het aanvoerkanaal en de valbuis komt het water dan bij de turbine (Figuur 5.9). Waterkrachtcentrales gekoppeld aan stuwmeren hebben vaak een groot elektrisch vermogen van enkele honderden MW.



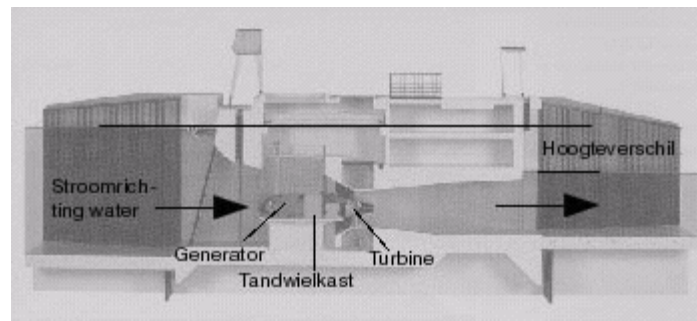
Figuur 5.9: Schema van grootschalige waterkracht

Kleinschalige waterkracht

In Nederland zijn er gebieden waar waterkracht-energie niet zozeer te halen is uit een hoogteverschil of snelheid van het water, maar uit de enorme watermassa die in kort tijdsbestek passeert.

Figuur 5.10 geeft een dwarsdoorsnede van de waterkrachtcentrale te Linne. In Nederland maken de toegepaste turbines gebruik van het drukverschil voor en achter de turbine, dit zijn zogenaamde 'reactie'-turbines. De bladen lijken op die van een grote scheepsschroef.

Het toerental is niet zo hoog als bij een 'impuls'-turbine. Om een hoger toerental te bewerkstelligen wordt een tandwielkast voor de generator geplaatst. Omdat de aanvoer van het water benedenstrooms (dicht bij zee) veel regelmatig is dan bovenstrooms is de aanleg van stuwmeren niet nodig.



Figuur 5.10: Schema van kleinschalige waterkracht

Het vermogen dat kan worden opgewekt in de Nederlandse rivieren bedraagt van enkele MW's tot een tiental MW.

(Bron: www.duurzame-energie.nl, mei 2000)

Gasexpansie

De Gasunie pompt aardgas op en brengt dit onder een druk van 60-64 bar. Vervolgens wordt dit aardgas via bijvoorbeeld buizen bij de gasafnemer gebracht. Deze afnemers hebben maar zelden aardgas nodig onder zo'n hoge druk, dus wordt de druk bij de afnemer verlaagd tot ongeveer 8 bar. Deze drukafname gaat gepaard met een volumetoename (expansie), waarmee schoepen worden aangedreven waardoor er in een generator elektriciteit wordt opgewekt. Omdat door de gasexpansie de gassen kouder worden, hetgeen problemen voor condensatie en bevriezing zou kunnen veroorzaken, wordt het gas vóór de expansie nog opgewarmd zodat het na de gasexpansie weer op normale bedrijfstemperatuur is.

Grootschalige elektriciteitsopwekking in Nederland

Conventionele centrales

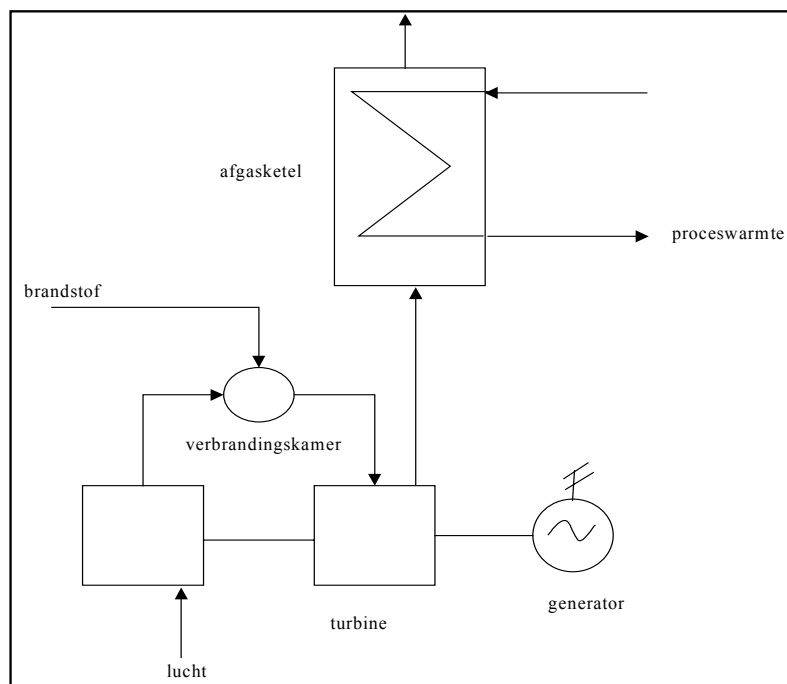
De conventionele centrales wekken elektriciteit op d.m.v. stoomturbines. De energiebronnen die hier van oudsher gebruikt worden om water te verhitten tot stoom, zijn aardgas, steenkool en stookolie. De warmte die bij de verbranding hiervan vrijkomt is voor aardgas ongeveer 32 MJ/m³, voor olie ongeveer 40 GJ/m³ en voor steenkool ongeveer 29 MJ/kg (Verkerk *et al*, 1992).

Een andere belangrijke energiebron is uranium. Door uranium te onderwerpen aan een splijtingsproces komt er zoveel energie vrij dat water verhit kan worden tot stoom. Het grote voordeel van uranium is dat er veel minder kg van nodig is dan van conventionele fossiele brandstoffen om dezelfde hoeveelheid energie op te wekken. Een groot nadeel is dat er na het splijtingsproces bijzonder gevaarlijke stoffen overblijven, die radioactief en extreem toxisch zijn en tevens geschikt zijn voor het produceren van atoombommen.

De elektrische rendementen van poederkool-centrales ligt rond de 40% (poederkool is fijn gemalen steenkool). De conventionele aardgasgestookte centrales halen ook rendementen van rond de 40% en kerncentrales een rendement van ongeveer 31%. Bij de conventionele centrales treden dus grote warmteverliezen op.

Warmtekracht koppeling

Bij grootschalige warmte/krachtkoppeling-installaties (WKK) wordt een gasturbine gebruikt voor elektriciteitsopwekking, terwijl de warmte van de uitlaatgassen wordt benut in een *afgassenketel* om proceswarmte op te wekken (Figuur 5.11).

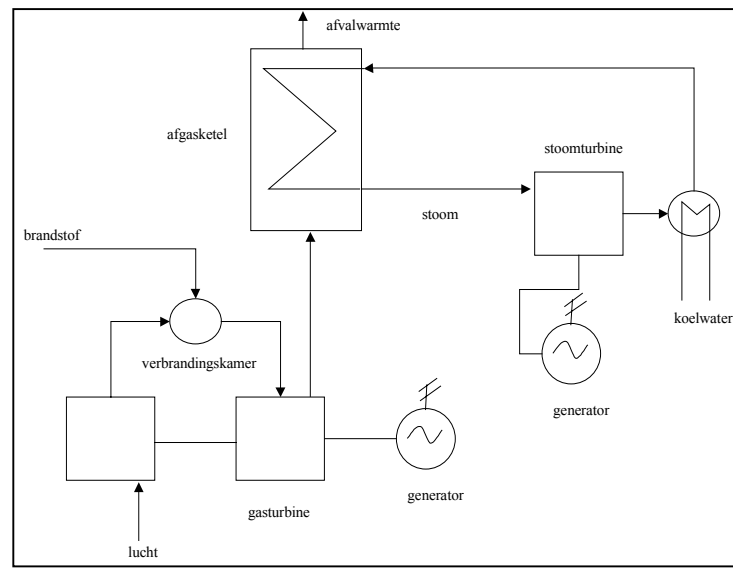


Figuur 5.11: Schema van WKK-koppeling

Warmte die in een gewone gasturbine nutteloos zou worden afgevoerd, wordt nu gebruikt voor andere doeleinden, waarmee een aanzienlijke besparing van brandstof kan worden gerealiseerd (Schipper-Zablotskaja, 1993).

STEG

Een STEG (SToom En Gasturbine) bestaat uit een gasturbine en een stoomturbine. Bij een STEG-systeem wordt de gasturbine voor elektriciteits-opwekking toegepast, terwijl de warmte in de afgassenketel wordt gebruikt voor de opwekking van stoom, die een stoomturbine aandrijft (Figuur 5.12). Omdat gasturbines werken met een grote luchtvermaat (3 à 5 keer), bevatten de rookgassen van de gasturbine nog veel zuurstof (standaard 15 % vol) en kunnen zodanig fungeren als verbrandingslucht voor een bijgestookte stoomketel. De rendementen van oudere STEG-centrales zijn rond de 42%, terwijl de nieuwe generatie STEG's, waarbij tijdens de stoomvorming niet meer wordt bijgestookt maar alleen de warmte uit de gasturbine wordt gebruikt, rendementen van 55% kunnen worden gerealiseerd (Römer, 1993).



Figuur 5.12: Schema van een STEG-installatie

Combi (voorgeschakelde turbine) centrale

Deze centrale bevat net als de STEG-installatie ook een gasturbine en een stoomturbine. In deze centrales wordt echter niet de warmte én de verbrandingsgassen uit de gasturbine gebruikt voor de stoomturbine, maar alleen de verbrandingsgassen. Deze worden als verbrandingslucht gebruikt voor een volledig zelfstandig gestookte ketelinstallatie waarin de stoom wordt geproduceerd (Römer, 1993).

In de jaren tachtig werd combi-configuratie veel toegepast om het rendement van bestaande gascentrales te verhogen. De rendementen liggen tussen de 44 en 46%.

KV-STEg

De KV-STEg (Kolen Vergassing om een Stoom En Gasturbine aan te drijven) is een elektriciteitscentrale waarbij kolen eerst met water en zuivere zuurstof worden vergast (onvolledig verbrand) om synthesegas (kolengas) te vormen. Kolengas is een mengsel van voornamelijk CO en H₂. Dit gas wordt grondig gereinigd en vervolgens gebruikt als brandstof voor een STEg installatie. Voor de vergassing wordt zuivere zuurstof gebruikt en geen gewone lucht, om zo hogere temperaturen te bereiken en het ontstaan van NO_x te beperken.

Om het STEg-gedeelte aan te drijven, moeten de kolen dus eerst worden vergast. In de petrochemische industrie is ruime ervaring opgedaan met vergassingstechnieken, zowel voor kolen als olie.

De vergassingstemperaturen in de reactor kunnen erg hoog zijn: 1500°-1800° C bij drukken van 30 bar of meer. Door de hoge vergassingstemperaturen smelten de grotere asdeeltjes uit de kolen en vormen onder in de reactor een vloeibare substantie. Deze stroop druppelt in een waterbak waar het direct stolt. Het resultaat heet bodemslak.

Het ontstane kolengas wordt direct gekoeld om verdere reiniging te kunnen uitvoeren. Met de warmte die hierbij aan het hete stookgas wordt onttrokken kan verzadigde hogedruk stoom worden gemaakt die verderop in de STEg wordt oververhit en in de stoomturbine van de STEg wordt gebruikt. Het kolengas wordt ontdaan van vlieggas, kleine fracties vloeibare koolwaterstoffen, HCl, HF, NH₃, HCN en de zwavelhoudende stoffen H₂S en COS om

vervolgens gebruikt te worden als brandstof voor het STEG-gedeelte, zoals hiervoor beschreven.

Het vergassen van de kolen vereist een flinke toevoer van zuivere zuurstof. Hierdoor heeft iedere KV-STEG een eigen zuurstoffabriek die lucht scheidt in zuurstof en stikstof. Het scheiden van lucht kost veel energie, ongeveer 5,5% van de verbrandingswaarde van kolen. Het totaal rendement van de KV-STEG ligt rond de 43%.

(bron : Spakman, 1993)

In Nederland staat één KV-STEG, een 253 MWe-centrale in Buggenum, welke een gezamenlijk project van de Sep-bedrijven is geweest. Er wordt overwogen om deze op aardgas te laten draaien, omdat de centrale veel gebreken vertoont.

Andere brandstoffen voor conventionele centrales

Elektriciteit uit hoogoven- en raffinagegas

In de hoogovens worden kolen gebruikt om CO te fabriceren dat als reductor dient bij de bereiding van ijzer. Tijdens de produktie van CO komt raffinagegas vrij. Bij de bereiding van het ijzer komt hoogovengas vrij. Hoogoven- en raffinagegas kunnen door een elektriciteitscentrale als energiedrager worden gebruikt. Centrales die met hoogoven- of raffinagegas gestookt worden, hebben geen continue instroom van brandstof, aangezien niet op elk moment cokes en/of metaal wordt geproduceerd. De tijd dat er geen hoogovengas of raffinagegas beschikbaar is, worden deze centrales gevoed met aardgas.

Elektriciteit uit biomassa

Biomassa wordt gedefinieerd als grondstof van organische oorsprong die niet behoort tot de fossiele brandstoffen (Van Engelen, 1992). Biomassa kan direct verbrand worden, maar kan ook omgezet worden in aan andere energiedrager. Hiervoor zijn diverse processen mogelijk, zoals vergisten, verbranden, pyrolyse en vergassen. De uiteindelijke producten van deze processen zijn, naast energie of secundaire energiedragers, CO₂ en water.

Sinds de oliecrisis van 1973 is de belangstelling voor energie uit biomassa weer langzaam gegroeid; de laatste jaren zelfs explosief met name door de vraag naar duurzaam geproduceerde energie.

(www.ecn.nl)

Elektriciteit uit afvalverbranding

Het primaire doel van afvalverbranding is het op milieuhygiënische wijze verantwoord verwerken van afval. Dit houdt niet alleen het reduceren van de hoeveelheid afval in, maar ook om het nuttig gebruiken van de hoeveelheid energie in het afval, voor bijvoorbeeld warmte- en elektriciteitsopwekking. Het grote verschil met conventionele centrales is de zeer heterogene en lastig te definiëren samenstelling van huishoudelijk- en bedrijfsafval.

Elektriciteit uit afvalverbranding kenmerkt zich door het lage rendement. Dit lage rendement is een gevolg van lage verbrandingstemperaturen ten opzichte van kolen, olie of gas en de grote energiebehoefte voor de rookgasreiniging. Meestal wordt er wel gekozen voor WKK, maar het accent ligt zwaar op de elektriciteitsproductie. Afvalverbrandingsinstallaties hebben sinds de dioxine-affaires in te maken met zeer strenge emissie-eisen. Deze emissie-eisen zijn strenger dan die van 'gewone' centrales¹. Afvalverbranding is nu nog veruit de

¹ Mondelinge mededeling van J. Spakman, RIVM, februari 2000.

belangrijkste vorm van 'duurzame' elektriciteitsproductie. Er wordt echter nog steeds fel gediscussieerd of het wel duurzaam is, aangezien er ook stoffen als plastics verbrand worden, welke vervaardigd zijn uit aardolie producten.

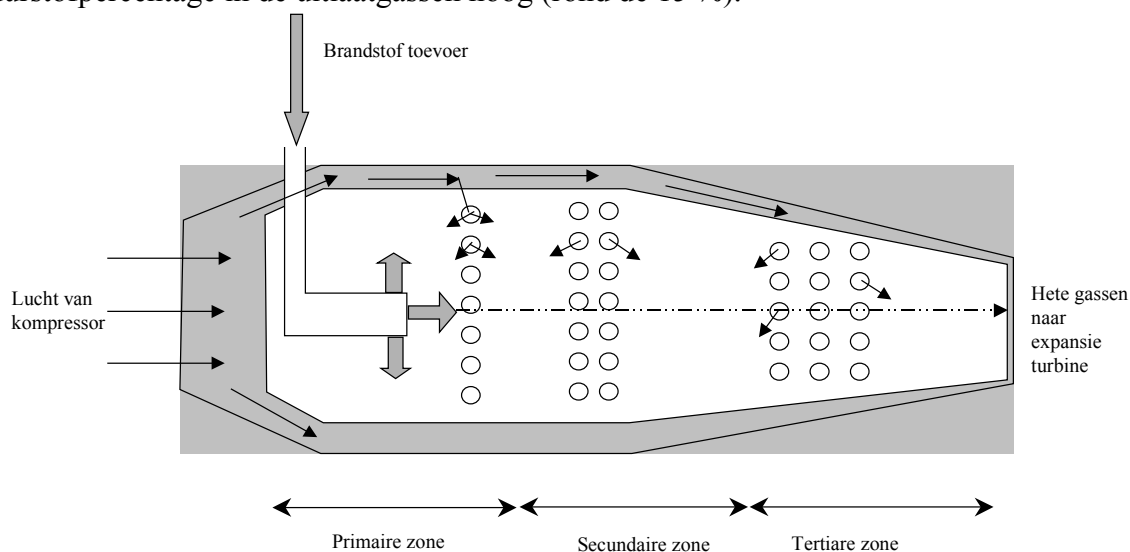
Bijlage 4 Factoren die van invloed zijn op de emissies

Bij het verbranden van fossiele brandstoffen ontstaan er emissies. Hoe groot deze emissies zijn, hangt af van het verbrandingsproces van de energiedrager en dit verbrandingsproces is afhankelijk van:

- de brandstof en de chemische samenstelling ervan;
- de in de lucht aanwezige componenten;
- de geometrie van de verbrandingskamer(s) (hoe de lucht en het brandstof mengen);
- het karakter van de vlam (volledige of onvolledige verbranding).

Hoe een verbrandingsproces verloopt wordt duidelijk gemaakt aan de hand van het voorbeeld van de (veel toegepaste) gasturbine.

Er worden in het verbrandingsproces in een verbrandingskamer van een gasturbine drie zones onderscheiden: de primaire zone, met 20 à 30 % van de totale lucht, de secundaire zone, waar nog 30% lucht toegevoegd wordt om de verbranding te voltooien en tevens de wanden van de verbrandingskamer mee te koelen en de tertiaire of verdunningszone, waar de resterende lucht toegevoegd wordt waardoor tot een voor de turbineschoepen toelaatbare temperatuur resteert (Figuur 5.13). Door de aanwezigheid van deze verdunningslucht is het zuurstofpercentage in de uitlaatgassen hoog (rond de 15 %).



Figuur 5.13: Dwarsdoorsnede van een gasturbine

Het verbrandingsproces in de verbrandingskamer van de gasturbine verloopt zeer snel: de verblijftijd in de primaire zone (echte verbrandingstijd) bedraagt ongeveer 0,1 sec.

Kenmerkend voor een verbrandingsproces is het ontstaan van verschillende schadelijke emissies zoals NO, NO₂, CO en SO₂, naast de hoofdproducten van een verbrandingsproces: CO₂ en H₂O. Daarnaast bevatten de hete gassen uiteraard ook nog de hoofdcomponenten van lucht, N₂, O₂ en Argon. De voor dit onderzoek belangrijke stoffen worden navolgens behandeld.

CO₂

De hoeveelheid geëmitteerde CO₂ per eenheid energie is afhankelijk van het type brandstof dat wordt gebruikt. Zo geeft steenkool ongeveer twee maal zoveel CO₂-uitstoot als aardgas.

NO_x

De voornaamste schadelijke verzurende emissies zijn die van NO_x. Men onderscheidt thermische- en brandstof-NO_x.

Thermische NO_x wordt voornamelijk gevormd via een reactie van stikstof, afkomstig van de toegevoegde lucht, met zuurstof bij de hoge temperatuur in de verbrandingskamer (rond 1200°C). Er ontstaat dan NO. Na afkoeling van de rookgassen in de atmosfeer wordt NO omgezet in NO₂. De omzettingreactie NO - NO₂ begint beneden 600°C.

Brandstof-NO_x wordt gevormd door de reactie van zuurstof met de in de brandstof aanwezige stikstof.

De vorming van NO_x wordt dus veroorzaakt door de aanwezigheid van NO in de verbrandingskamer. De grootte van de concentratie van NO in de verbrandingskamer wordt benaderd met de formule:

$$\frac{d[NO]}{dt} = k \cdot \sqrt{p} \sqrt{[O_2]} \cdot e^{\frac{-c}{RT}}$$

Hierin is $d[NO]/dt$ de concentratie-verandering van NO in de tijd, k en c zijn constanten, p is de druk in de verbrandingskamer, O_2 de zuurstofconcentratie, T is de absolute verbrandingstemperatuur en R is de gasconstante.

Volgens deze formule hebben dus de volgende factoren invloed op het ontstaan van thermische NO_x in een verbrandingskamer:

- de compressoreinddruk;
- de verbrandingstemperatuur;
- de zuurstofconcentratie in het reagerend mengsel;
- de verblijftijd van NO in de verbrandingskamer.

Naast NO_x worden ook koolwaterstoffen geëmitteerd als resultaat van incomplete verbranding (VOS). Hoe hoger de temperatuur van de gasturbine-installatie is, hoe completer de verbranding, wat resulteert in een hoger rendement en lagere koolwaterstoffen- en koolmoNO_xide-emissies. De NO_x emissies stijgen volgens bovenstaande formule echter ook bij een hogere temperatuur. Een hoger rendement door temperatuursverhoging (meer koolwaterstof wordt verbrand) gaat dus altijd gepaard met een hogere uitstoot van NO_x.

(bron: Schipper-Zablotskaja, 1993)

SO₂

De uitstoot van SO₂ is afhankelijk van de hoeveelheid zwavel dat in de brandstof aanwezig is. De zwavel uit de brandstof reageert met de zuurstof uit de lucht en vormt zo zwaveldiO_xide. Aardgas bevat geen zwavel en bij het verbranden daarvan zal derhalve dus ook geen SO₂ uitgestoten worden.

Reductie van emissies

Reductie van de CO₂-emissies

Beperking van CO₂-uitstoot kan alleen bereikt worden d.m.v. installatierendementsverhoging (dezelfde hoeveelheid mechanische energie krijgen met minder brandstof) of energiebesparing. Ook kan een betere warmtebenutting via de afgassenketel de CO₂-uitstoot per energie-eenheid verkleinen, aangezien dan meer energie nuttig wordt gebruikt.

De mogelijkheid van CO₂-opslag in bijvoorbeeld lege aardgasvelden komt ook steeds meer in de belangstelling te staan. Deze techniek staat echter nog in de kinderschoenen en vindt (nog) geen toepassing in de praktijk.

Reductie van de NO_x-emissies

Tussen de gasturbines treden grote verschillen op in de "onbestreden" emissieniveaus, niet alleen tussen de diverse gasturbinefabrikaten, maar (in beperktere mate) ook tussen gasturbines van dezelfde typen.

Maatregelen met als doel het beperken van de NO_x-uitstoot moeten verband houden met de punten beschreven in de vorige paragraaf (de compressoreinddruk, de verbrandingstemperatuur, de zuurstofconcentratie in het reagerend mengsel en de verblijftijd van NO in de verbrandingskamer.)

Het meest logisch lijkt het verlagen van de eindtemperatuur in de verbrandingskamer. Hiermee wordt namelijk niet alleen bereikt dat de temperatuur in de verbrandingskamer lager wordt, maar tevens dat de compressoreinddruk daalt. Het nadeel hiervan is echter dat het rendement van de gasturbine ook daalt bij lagere temperaturen.

Er zijn drie soorten technieken om NO_x-uitstoot te beperken:

- Natte technieken.
- Droge technieken.
- Nageschakelde technieken.

Natte en droge technieken worden beide in de verbrandingskamer toegepast, terwijl nageschakelde technieken betrekking hebben op het reinigen van het rookgas.

Natte technieken

Natte technieken kunnen alleen worden toegepast in gasturbines. Tot natte technieken, gericht op temperatuurverlaging in de verbrandingskamer, behoren water- en stoominjectie. Bij deze technieken wordt water of stoom geïnjecteerd in de primaire zone van de verbrandingskamer, waar het water of stoom in hete verbrandingsgassen verdampt of verder verdampt. De verbrandingstemperatuur wordt verlaagd d.m.v. onttrekking van warmte aan de gassen door water of stoom. Bij toepassing van water- of stoom injectie bij aardgasgestookte gasturbines daalt de concentratie van thermische NO_x aanzienlijk.

Een nadeel van natte technieken is de toename van de emissies van CO en onverbrande koolwaterstoffen (VOS) door de lagere verbrandingstemperatuur. Voordeel is, dat het vermogen van de gasturbine toeneemt door extra expansie-arbeid van het toegevoegde water/stoom, maar het rendement daalt als gevolg van het gebruik van extra brandstof voor

waterverdamping. De mate waarin deze effecten optreden zijn nogal afhankelijk van het type gasturbine.

Droge technieken:

Droge NO_x-bestrijdingstechnieken berusten op verschillende principes om de reactie tussen zuurstof en stikstof tegen te gaan:

- Verlagen van de temperatuur door toevoeging van een luchtvermaat (arm mengsel);
- Verlagen van de zuurstofconcentratie door toevoeging van een luchtondermaat (rijk mengsel);
- Het beperken van de verblijftijd in de verbrandingskamer van de NO-deeltjes.

De technieken leiden tot lagere NO_x-vorming (vooral als er stikstofhoudende brandstof gebruikt wordt), maar bij rijke mengsels ook tot hogere emissies van CO en onverbrande koolwaterstoffen (VOS) door de lagere temperaturen.

Het beperken van de afmetingen van de verbrandingskamer verlaagt de verblijftijd van de verbrandingsproducten en remt dus NO_x-ontwikkeling.

Nageschakelde technieken

Nageschakelde technieken berusten op het bewerken van de verbrandingsgassen waar de NO_x zich in bevindt, voordat dit de schoorsteen (en dus de atmosfeer) ingaat. Hiertoe behoort selectieve katalytische reductie van stikstofO_xiden met ammoniak in aanwezigheid van een katalysator (SCR, **S**elective **C**atalytic **R**eduction). Hierbij wordt NO_x omgezet in de onschadelijke stoffen stikstof en waterdamp. Dit systeem is ontwikkeld in Japan en is afgeleid van toegepaste processen bij stoomketels. De reactor is daarbij ingebouwd in een nageschakelde ketel, welke achter de gasturbine is geplaatst. De reactie met ammoniak verloopt in een temperatuurgebied tussen 350°C en 400°C. In Japan zijn katalysatoren ontworpen voor hogere temperaturen (500°C tot 600°C) om zonder warmtewisselaars¹ te kunnen werken. Het proces wordt selectief genoemd, omdat ammoniak exclusief met stikstofO_xiden reageert.

De inbouw van een SCR-systeem heeft een nadelig effect op het turbinerendement en het specifiek vermogen ten gevolge van een verhoogde tegendruk. Bovendien vergt het gebruik en opslag van ammoniak de nodige veiligheidsvoorzieningen. SCR wordt in Japan al toegepast sinds 1981 bij grote STEG-eenheden, al dan niet in combinatie met andere maatregelen. Dat zijn vaak water- en stoominjectie.

Een andere nageschakelde techniek is het gebruiken van de verbrandingsgassen, in een zogenaamd *fornuis*, als brandstof voor een nieuwe verbranding (bijstoken). De uitlaatgassen van een gasturbine bevatten uiteraard relatief minder zuurstof en meer CO₂ en waterdamp dan lucht, hetgeen NO_x-vorming bij een nieuwe verbranding belemmert. Zo wordt met dezelfde hoeveelheid lucht meerdere verbrandingscycli verlopen, zodat er per eenheid opgewekte energie relatief minder NO_x wordt geproduceerd.

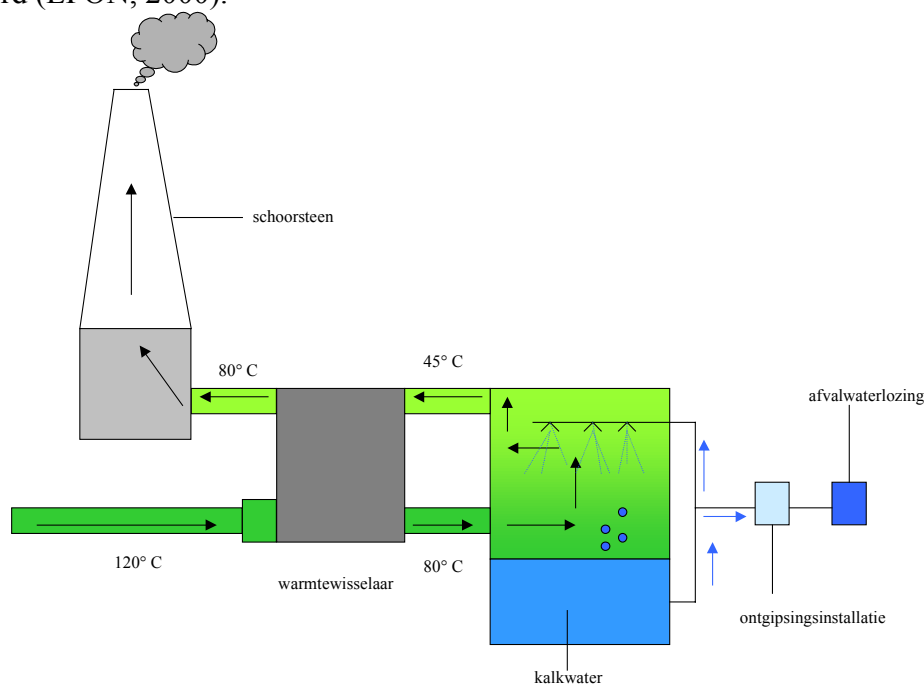
(bron: *Schipper-Zablotskaja, 1993*)

¹ Inrichting die warmte die ter plaatse niet benut kan worden, verplaatst naar een plaats waar ze wel benut kan worden

Reductie van de SO_2 -emissies

Een belangrijke methode voor de reductie van zwaveldioxide is het gebruik van laagzwavelige brandstof. In Nederland is het zwavelgehalte van de brandstof in de periode 1980-1999 voor steenkool verlaagd van 1% naar 0,7% en stookolie is, met een zwavelgehalte van 1,5%, geheel uit de brandstof-mix verdwenen¹.

In Nederland wordt ook de kalksteen-gips methode toegepast (zie Figuur 5.14). De verbrandingsgassen worden door sproeiend kalkwater geleid waar de SO_2 met de kalk-ionen reageren tot calciumsulfide. Het wordt hier dan verder geoxideerd tot gips door de toevoeging van lucht. Het gips wordt verwijderd door de 'schone' damp door filters te leiden. De gips-suspensie wordt op zijn beurt weggeleid en d.m.v. centrifugeren wordt het gips en het water van elkaar gescheiden. Op deze manier kan ongeveer 90% van de SO_2 -emissie worden gereduceerd (EPON, 2000).



Figuur 5.14: Schema van een zwavel-verwijder-installatie. De zwarte pijlen geven de route van de rookgas weer en de grijze pijlen geven de route van het kalkwater weer.

¹ Mondelinge mededeling van J. Spakman, RIVM, juli 2000.

Bijlage 5 Stroomimport in Nederland

De Sep heeft contracten afgesloten met enkele buitenlandse elektriciteitsleveranciers voor de levering van elektriciteit. Voor de voor dit onderzoek relevante periode zijn deze contracten:

Tabel 5.3 : Contracten van de Sep met het buitenland.

centrale	vermogen (MW)	contractduur
Duitsland-VEW	700	1993-1996
Duitsland-VEW	650	1996-2000
Duitsland-VEW	600	2000-2003
Duitsland-Preussen-Elektra	300	1996-2006
Frankrijk-Electricité de France	600	1997-2002
Frankrijk-Electricité de France	750	2002-2009
Noorwegen-Statkraft	600	2001-2026

De contracten zijn gebaseerd op *vermogen* en niet op een bepaalde hoeveelheid elektriciteit. De Sep heeft dus constant de beschikking over een bepaald vermogen uit het buitenland. Over de samenstelling van de elektriciteitsparken van bovenstaande bedrijven is het volgende bekend:

Duitsland - VEW

VEW is één van de grootste elektriciteitsproducenten van Duitsland. In 1998 produceerden zij voor 28 TWh aan elektriciteit, waarvan 4,9 TWh geleverd werd aan de Sep. Hiervan werd 61% opgewekt met steenkool, 27% met kernenergie en 8% met aardgas. De overige 4 % werd geproduceerd met duurzame energiebronnen.

(bron: www.vew.de)

Duitsland - Preussen-Elektra

PreussenElektra is naast VEW ook een grote elektriciteitsproducent van Duitsland. In 1999 wekte PreussenElektra 83,1 TWh aan elektriciteit op. Hiervan werd 45,9% opgewekt met kernenergie; 42,8% werd opgewekt met steenkool, 7,4% met bruinkool, 1,8% met aardgas en 0,3% met olie. De overige 1,8% werd opgewekt met duurzame energiebronnen.

(bron: www.preussenelektra.de)

Frankrijk - Electricité de France 9(Edf)

In 1998 bedroeg de elektriciteitsproductie van Edf 460 TWh en had daarmee een aandeel van 94% in de totale Franse elektriciteitsproductie. Van deze 460 TWh werd 80% opgewekt met nucleaire energie, 13% d.m.v. waterkracht en 7% d.m.v. fossiele brandstoffen.

(bron: www.edf.fr)

Noorwegen – Statkraft

Noorwegen heeft van alle EU-landen de hoogste elektriciteitsconsumptie per hoofd van de bevolking. In 1998 was dat 24296 kWh (ter vergelijking: 6122kWh voor Nederland). Dit komt vooral omdat een groot deel van de elektriciteitsproductie, 27,7%, wordt gebruikt door energie-intensieve industrieën. In Noorwegen wordt elektriciteit voor 99% opgewekt uit waterkracht. Er staan 845 centrales met een totale capaciteit van 27,1 GW. De conventionele (fossiel gestookte) centrales hebben in Noorwegen een capaciteit van 278 MW (1%). De gemiddelde jaarlijkse productie is ongeveer 112,7 GWh.

De Noorse elektriciteitsvoorziening bestaat uit ongeveer dertig producenten waarvan de grootste tien ongeveer 66% van het totale vermogen voor hun rekening nemen. Statkraft (het staatsbedrijf) is hiervan veruit de grootste. Statkraft bezit 51 centrales en is mede-eigenaar van 36 andere centrales. Hiermee beheert Statkraft 28,4% van het totale geïnstalleerde vermogen en 31,1% van de totale productie.

(bron: *International Energy Agency*)

Export

Nederland exporteert maar een klein deel van de opgewekte elektriciteit. In 1995 was dit 0,31 TWh (Tabel 5.5). Dit was minder dan 1%. De exporten van elektriciteit naar andere landen vinden voornamelijk door de Sep plaats. Aangezien deze elektriciteit niet beschikbaar is voor het aanbod voor de Nederlandse markt, wordt de totale hoeveelheid aangeboden elektriciteit hiervoor gecorrigeerd. Ook de hiermee gepaarde emissies komen niet voor rekening voor Nederland.

Importcijfers

De emissies per geïmporteerde kWh van België zijn bekend. De emissies per geïmporteerde kWh van de andere landen worden bepaald door de geïmporteerde hoeveelheid te verdelen over de productie per brandstoftype van dat land. Hierbij wordt verondersteld dat buitenlandse elektriciteitscentrales dezelfde emissie-factoren én rendementen hebben als de installatietypen van de Nederlandse elektriciteitscentrales. Verder wordt verondersteld dat kernenergie, waterkracht en andere ‘duurzame’ bronnen geen directe emissies veroorzaken. Voor de emissie factoren per geïmporteerde kWh geldt dan:

Tabel 5.4: Emissiefactoren geïmporteerde electriciteit

Centrale	Emissiefactor CO ₂ (g/kWh)	Emissiefactor SO ₂ (mg/kWh)	Emissiefactor NO _x (mg/kWh)	Aandeel (%)
Duitsland VEW- steenkool	881	641	1378	61
Duitsland VEW- aardgas	472	0	577	8
Duitsland VEW- kernenergie	0	0	0	27
Duitsland VEW-duurzaam	0	0	0	4
totaal Duitsland VEW	575	391	887	100
Duitsland – PreussenElektra - steenkool	881	641	1378	50
Duitsland – PreussenElektra - aardgas	472	0	577	1,8
Duitsland – PreussenElektra - kernenergie	0	0	0	46
Duitsland – PreussenElektra - duurzaam	0	0	0	1,8
totaal Duitsland PreussenElektra	449	321	700	100
Frankrijk - EdF – steenkool	881	641	1378	3,5
Frankrijk - EdF – aardgas	472	0	577	3,5
Frankrijk - EdF – kernenergie	0	0	0	80
Frankrijk - EdF – duurzaam	0	0	0	13
Totaal Frankrijk EdF	47	22	68	100
Totaal Noorwegen – Statkraft	0	0	0	100
Totaal België – Elektrabel (a)	340	1140	790	100

(a) bron: Elektrabel homepage

Bovenstaande emissiefactoren zijn alleen voor de jaren 1995 en 1998 gebruikt. Voor de toekomstjaren is verondersteld dat er alleen duurzaam geproduceerde energie wordt geïmporteerd.

1995

De volgende gegevens over 1995 wat betreft de import en export van elektriciteit in 1995 zijn bekend (Sep, 1996) :

Tabel 5.5: Import en export elektriciteit 1995 (TWh)

land	import	export
Duitsland	5,75	0
Frankrijk	5,36	0,03
België	0,97	0,17
Zwitserland	0,03	0,11
Totaal	12,14	0,31

Voor de import uit Duitsland wordt aangenomen dat deze geheel bestaat uit elektriciteit geleverd door VEW, aangezien dit het enige Duitse bedrijf is waar een contract mee af is gesloten. De geïmporteerde elektriciteit uit Zwitserland wordt verwaarloosd, aangezien dit minder dan 1 % is.

Import/export 1998

Het UCPTE (Union for the Coördination of Production and Transmission of Electricity) geeft voor het jaar 1998 de hoeveelheden im- en export van elektriciteit voor ieder land. Het gaat hier om de totale hoeveelheden elektriciteit, dus niet alleen de gecontracteerde hoeveelheden. Het UCPTE geeft voor Nederland voor de import 16,7 TWh en voor de export 4,7 TWh. De Sep geeft als totale import een waarde van 11,9 TWh en voor de export een waarde van 0,2 TWh. Dit zijn nogal grootte verschillen. Voor de invoer van het model is ervoor gekozen om voor de importhoeveelheid van de Sep aan te houden.

Het jaarverslag van VEW-Duitsland vermeld een levering aan de Sep van 4,9 TWh. Als wordt aangenomen dat er van EdF 3,1 TWh geïmporteed wordt, zoals het UCPTE vermeld, dan komt de overige 4,0 TWh van Duitsland-PreussenElektra (Tabel 5.6).

Tabel 5.6: Import en export elektriciteit 1998 (TWh).

land	import	export (land)
Duitsland – VEW	4,9	
Duitsland – PreussenElektra	4,0	
Frankrijk – EdF	3,1	
totaal	12,0	0,2

Bijlage 6 Beschrijving CPB-scenario's

De totale elektriciteitsvraag groeit in beide scenario's. In EC neemt dit toe tot 515 PJ (stijging van 44% ten opzichte van 1998) en in GC tot 640 PJ (stijging van 79% ten opzichte van 1998) in 2020. Binnen de elektriciteitsvoorziening zijn verschillende vermogenstypen te onderscheiden: warmte/kracht en duurzaam vermogen (in deze scriptie het decentrale vermogen en de warmte/kracht, aardgas bij het centrale vermogen), de import/export en het conventionele vermogen (Het centrale vermogen – warmte/kracht, aardgas).

Warmte/kracht

Het warmte/kracht vermogen bij eindverbruikers komt vooral voor in de industrie (gasturbines en stoomturbines), maar ook in de utiliteitsbouw en de landbouw (gasmotoren). Warmte/kracht met warmtedistributie komt voor in de woningbouw, maar ook de utiliteitsbouw en landbouw zijn soms aangesloten op warmtenetten.

De elektriciteitsproductie uit warmte/kracht neemt in beide scenario's zeer sterk toe. Zo neemt in GC de warmteproductie slechts toe met een factor 2,5 terwijl de elektriciteitsproductie toeneemt met meer dan een factor 4,5. Dit is terug te voeren op twee belangrijke ontwikkelingen.

Allereerst is er de technologische ontwikkeling, die er toe leidt, dat op een kosteneffectieve manier steeds hogere elektrische rendementen kunnen worden gehaald. Bij grootschalige warmte/kracht gaat het hoofdzakelijk om verbeteringen aan de gasturbines eventueel gecombineerd met een stoomturbine (STEG). Bij kleinschalige warmte/kracht worden naast de verbeteringen aan de huidige apparatuur (voornamelijk gasmotoren) ook mogelijkheden voorzien voor apparatuur met hogere kracht/warmteverhoudingen als de brandstofcel. Deze technologische ontwikkeling wordt mede gestimuleerd door de groei van de elektriciteitsvraag in de scenario's.

Verder is er het effect van marktwerking. Hierbij is het belangrijk onderscheid te maken tussen warmte/kracht bij eindverbruikers en warmte/kracht met warmtedistributie. Het GC-scenario kent de meeste marktwerking. Als gevolg hiervan worden aan de rentabiliteit van investeringen vaak hogere eisen gesteld, vooral van activiteiten die niet tot de core-business behoren. Kapitaalintensieve installaties worden daarmee in principe minder aantrekkelijk. In GC komt dit tot uiting, doordat in de industrie ten opzichte van EC wat vaker gekozen wordt voor een gasturbine in plaats van een STEG. De trend naar hogere kracht/warmteverhoudingen wordt hiermee enigszins afgeremd. De kracht/warmte verhouding in de industrie is daarom in EC iets hoger.

In tegenstelling tot warmte/kracht bij eindverbruikers wordt warmte/kracht met warmtedistributie vaak uitgevoerd door partijen wiens core-business de electriciteitsproductie is. De risico's bij deze projecten ligt echter meestal aan de kant van de warmteopbrengst. De elektriciteitsproductiecapaciteit kan namelijk vanaf het begin volledig worden benut, terwijl de warmtelevering zich nog moet ontwikkelen met de nodige bijbehorende risico's (tegenvallend bouwtempo, keuze voor andere infrastructuur in latere jaren). Voor dit soort projecten zal bij de dimensionering gekozen worden voor hoge kracht/warmte-verhoudingen, waardoor het risico van tegenvallende warmte-afzet wordt verkleind. Waar dit toe leidt in de scenario's kan het best worden geïllustreerd aan de hand van warmte/kracht in de huishoudelijke sector. De totale warmtelevering neemt af bij EC en in mindere mate bij GC. De hierbij behorende elektriciteitsproductie is in alle twee de scenario's echter vrijwel gelijk.

Duurzaam vermogen

De belangrijkste categorieën duurzaam vermogen, gemeten naar het uiteindelijk potentieel, zijn wind, zon en biomassa. Voor andere technologieën, zoals waterkracht en gasexpansie, gelden geen grote uitbreidingsmogelijkheden binnen Nederland. In een vrije markt penetreren kapitaalsintensieve technologieën vaak moeilijker door de hogere rentabiliteitseisen die in het algemeen gesteld worden. In GC is daarom alleen plaats voor min of meer bewezen en bijna rendabele technologieën. In EC ligt er meer nadruk op technologie die nog een steun in de rug nodig heeft.

De elektriciteitsproductie uit duurzame bronnen neemt sterk toe. Tot aan 2020 wordt ongeveer een vertienvoudiging voorzien. Ondanks deze sterke groei wordt de doelstelling voor duurzame energie van 10 procent van het totaal verbruik in geen van deze referentiescenario's bereikt. Het aandeel duurzaam (uitgedrukt in uitgespaarde fossiele brandstof) blijft steken zo rond de 4 á 5 procent. Dit wordt voornamelijk veroorzaakt door:

- geen grootschalige extra import van biomassa/waterkracht in de referentiescenario's;
- hogere economische groei dus ook hoger totaal verbruik;
- lagere besparingen;
- lagere brandstofprijzen.

Import/export

Voor substantiële netto import over een langere periode van bijvoorbeeld kernstroom is in geen van de scenario's een duidelijke reden. Wel valt in GC te verwachten dat een aantal afnemers met gunstige vraagpatronen concurrerende contracten in het buitenland kan afsluiten. Daarom is in GC in 500 MW import voorzien. Verder wordt voor de reeds gecontracteerde import uit Noorwegen in GC en EC op termijn een hogere benutting van de capaciteit voorzien. Op korte termijn wordt vanwege de overcapaciteit namelijk overdag levering door Noorwegen voorzien, terwijl Nederland 's nachts kan terugleveren. Bij de groeiende vraag in EC en GC wordt verwacht dat dit in 2010 niet meer nodig is.

Op basis van de brandstofprijzen mag verwacht worden dat ook andere landen (gedeeltelijk) zullen overschakelen op aardgas. Hier liggen kansen voor Nederland als leverancier/transporteur, omdat Nederland schommelingen in de vraag goed kan opvangen met het Groningen-veld. In EC wordt voorzien dat een gedeelte van de gasleveringen eerst wordt omgezet in (piek)elektriciteit, die daarna wordt geëxporteerd.

Conventioneel vermogen

De term conventioneel vermogen duidt op het vermogen van de Sep. Het gaat hier om het grootschalige conventioneel vermogen. Het betreft hier dus vooral centrales op fossiele brandstoffen en/of kerncentrales, warmte/kracht-installaties uitgesloten.

Het conventionele vermogen wordt vaak beschouwd als de restpost van de elektriciteitsvoorziening. Gegeven alle hiervoor besproken typen vermogen, dient van het conventionele vermogen zoveel te worden opgesteld, dat de voorziening voldoende betrouwbaar is.

Opvallend is dat in beide scenario's de rol van het conventionele vermogen sterk afneemt. Ondanks de sterke groei van de elektriciteitsvraag in de scenario's neemt niet alleen het procentuele aandeel van het conventionele vermogen af, maar ook de absolute productie. Het procentuele aandeel in de scenario's ligt tussen de 20 en 30 procent in 2020, terwijl dat in 1995 nog bijna 60 procent was.

Bijlage 7 Resultaattabellen DAMES

Productie en emissies per sector

	geproduceerde electriciteit (PJ)					CO ₂ -emissies (Mton)				
	centraal	decentraal	import	export	totaal	centraal	decentraal	import	export	totaal
1995	210	70	44	1	323	39,1	6,4	3,9	0,2	49,2
1998	217	98	43	0	358	38,0	9,8	4,7	0,1	52,3
EC 2010	165	255	11	10	421	25,7	15,4	0,0	5,6	35,5
EC 2020	193	305	13	10	502	23,6	18,0	0,0	4,4	37,2
EC 2030	206	339	25	10	560	20,9	22,3	0,0	3,7	39,5
GC 2010	189	243	24	0	456	29,8	15,3	0,0	0,0	45,2
GC 2020	277	309	30	0	616	29,4	20,3	0,0	0,0	49,7
GC 2030	308	352	36	0	696	27,6	24,6	0,0	0,0	52,2
	SO ₂ -emissies (kton)					NO _x -emissies (kton)				
	centraal	decentraal	import	export	totaal	centraal	decentraal	import	export	totaal
1995	16,5	0,6	3,5	0,1	20,4	48,3	14,8	6,3	0,3	69,1
1998	13,4	1,6	3,2	0,0	18,1	34,8	24,3	7,3	0,1	66,2
EC 2010	7,5	2,4	0,0	1,6	8,3	16,6	16,3	0,0	3,6	29,3
EC 2020	4,8	2,6	0,0	0,9	6,4	10,8	19,3	0,0	2,0	28,1
EC 2030	1,6	2,0	0,0	0,3	3,3	12,0	17,0	0,0	2,1	26,9
GC 2010	10,4	0,9	0,0	0,0	11,3	23,6	11,2	0,0	0,0	34,8
GC 2020	3,8	2,1	0,0	0,0	5,9	12,0	16,7	0,0	0,0	28,7
GC 2030	0,0	2,0	0,0	0,0	2,0	13,8	17,0	0,0	0,0	30,7

Emissiefactoren

	Emissies per kWh totaal			Emissies per kWh centraal		
	CO ₂	SO ₂	NO _x	CO ₂	SO ₂	NO _x
	gram	milligram	milligram	gram	milligram	milligram
1995	548	227	776	669	282	827
1998	526	182	666	630	221	576
EC 2010	304	71	250	560	164	361
EC 2020	267	46	202	439	89	200
EC 2030	254	21	173	365	27	210
GC 2010	356	89	274	567	197	448
GC 2020	291	34	168	382	49	156
GC 2030	270	10	159	322	0	161
	Emissies per kWh decentraal			Emissies per kWh import		
	CO ₂	SO ₂	NO _x	CO ₂	SO ₂	NO _x
	gram	milligram	milligram	gram	milligram	milligram
1995	330	30	762	322	286	515
1998	357	57	888	395	270	610
EC 2010	218	33	231	0	0	0
EC 2020	213	30	228	0	0	0
EC 2030	236	21	180	0	0	0
GC 2010	227	13	166	0	0	0
GC 2020	236	25	194	0	0	0
GC 2030	251	20	173	0	0	0

Productie en emissie naar brandstof

	geproduceerde elektriciteit (TWh)						CO ₂ -emissies (Mton)					
	aardgas	steenkool	nucleair	hoogovengas	overig	totaal	aardgas	steenkool	nucleair	hoogovengas	olie+raffgas	totaal
1995	42	30	10	2	6	90	17,3	26,4	0,0	4,5	1,3	49,4
1998	51	29	9	3	8	100	20,9	25,5	0,0	5,2	0,8	52,5
EC 2010	81	14	0	2	23	120	23,1	11,8	0,0	4,0	2,3	41,1
EC 2020	100	8	0	0	34	142	28,6	6,7	0,0	0,0	6,4	41,6
EC 2030	126	0	0	0	32	158	36,3	0,0	0,0	0,0	6,9	43,2
GC 2010	85	18	0	2	22	127	24,9	15,5	0,0	4,1	0,7	45,2
GC 2020	133	9	0	0	29	171	40,1	7,6	0,0	0,0	2,0	49,7
GC 2030	165	0	0	0	29	193	49,8	0,0	0,0	0,0	2,3	52,2
NO_x-emissies (ton)												
	aardgas	steenkool	nucleair	hoogovengas	olie+raffgas	totaal	aardgas	steenkool	nucleair	hoogovengas	olie+raffgas	totaal
1995	0,0	17,7	0,0	0,4	2,4	20,5	24,6	37,9	0,0	0,2	6,7	69,4
1998	0,0	15,8	0,0	0,5	2,0	18,3	22,5	31,7	0,0	0,2	11,9	66,3
EC 2010	0,0	7,2	0,0	0,4	2,4	9,9	13,6	9,9	0,0	0,1	9,3	32,9
EC 2020	0,0	3,3	0,0	0,0	4,0	7,3	15,6	1,0	0,0	0,0	13,5	30,1
EC 2030	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5	3,5	19,9	0,0	0,0	0,0	9,1	29,0
GC 2010	0,0	10,0	0,0	0,4	0,9	11,3	14,7	16,4	0,0	0,1	3,6	34,8
GC 2020	0,0	3,8	0,0	0,0	2,1	5,9	19,4	1,1	0,0	0,0	8,2	28,7
GC 2030	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	2,0	24,3	0,0	0,0	0,0	6,4	30,7
SO₂-emissies (ton)												
	aardgas	steenkool	nucleair	hoogovengas	olie+raffgas	totaal	aardgas	steenkool	nucleair	hoogovengas	olie+raffgas	totaal
1995	0,0	17,7	0,0	0,4	2,4	20,5	24,6	37,9	0,0	0,2	6,7	69,4
1998	0,0	15,8	0,0	0,5	2,0	18,3	22,5	31,7	0,0	0,2	11,9	66,3
EC 2010	0,0	7,2	0,0	0,4	2,4	9,9	13,6	9,9	0,0	0,1	9,3	32,9
EC 2020	0,0	3,3	0,0	0,0	4,0	7,3	15,6	1,0	0,0	0,0	13,5	30,1
EC 2030	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5	3,5	19,9	0,0	0,0	0,0	9,1	29,0
GC 2010	0,0	10,0	0,0	0,4	0,9	11,3	14,7	16,4	0,0	0,1	3,6	34,8
GC 2020	0,0	3,8	0,0	0,0	2,1	5,9	19,4	1,1	0,0	0,0	8,2	28,7
GC 2030	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	2,0	24,3	0,0	0,0	0,0	6,4	30,7