

# 2003-2009

## Capaciteitsplan



tennet

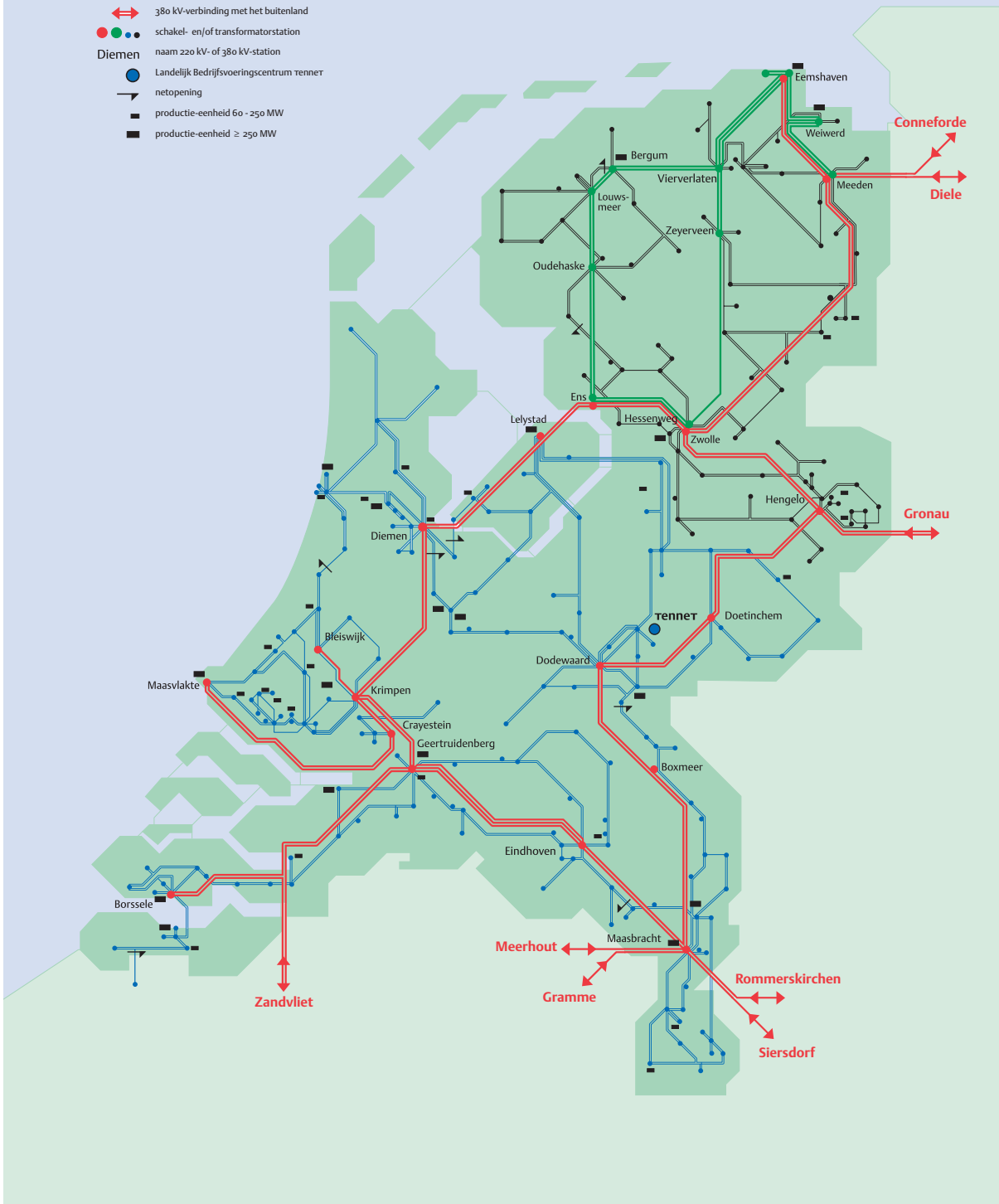


Transmission System Operator

# Nederlands hoogspanningsnet

per 1 januari 2003

- 380 kV tenner
- 220 kV tenner
- 150 kV regionale netbeheerder
- 110 kV regionale netbeheerder
- ↔ 380 kV-verbinding met het buitenland
- ● ● schakel- en/of transformatorstation
- naam 220 kV- of 380 kV-station
- Diemen**
- Landelijk Bedrijfsvoeringscentrum tenner
- ↘ netopening
- productie-eenheid 60 - 250 MW
- productie-eenheid  $\geq$  250 MW



# **Capaciteitsplan 2003-2009**

**Arnhem, november 2002**



# Inhoud

<b>1.</b>	<b>Inleiding</b>	<b>7</b>
<b>2.</b>	<b>Structuur elektriciteitsvoorziening en -handel</b>	<b>11</b>
2.1	Inleiding	11
2.2	Inrichting huidige elektriciteitsvoorziening	12
2.3	Organisatie elektriciteitshandel	13
<b>3.</b>	<b>Langetermijnvisie op de ontwikkeling van het Nederlandse transportnet</b>	<b>19</b>
3.1	Inleiding	19
3.2	Beschrijving huidige situatie	21
3.3	Keuze ontwerpdimensies	23
3.4	Langetermijnscenario's	24
3.5	Consequenties scenario's op langetermijnontwikkeling hoogspanningsnet	27
<b>4.</b>	<b>Prognose transportbehoefte periode 2003-2009</b>	<b>33</b>
4.1	Inleiding	33
4.2	Prognose van het elektriciteitsverbruik en de belasting	33
4.3	Duurzame opwekking	36
4.4	Binnenlandse productiecapaciteit	40
4.5	Buitenlandse productiecapaciteit	43
4.6	Brandstofprijzen	44
4.7	Concurrentieverhoudingen	45
4.8	Internationale scenario's	47
4.9	Modelberekeningen	49
4.10	Keuze landelijke transportscenario's en varianten	52
<b>5</b>	<b>Overzicht huidige netten</b>	<b>55</b>
5.1	Landelijk 380 kV- en 220kV-hoogspanningsnet	55
5.2	Aansluiting regionale netbeheerders	58
5.3	Wijzigingen periode 2001-2002	60
<b>6</b>	<b>Netberekeningen, analyse, knelpunten en voorziene maatregelen</b>	<b>63</b>
6.1	Netberekeningen, rekenmodel en uitwerking criteria	63
6.2	tennet - Referentiescenario en zeekabelsvariant	67
6.3	tennet - scenario Gas-regeert	74
6.4	tennet - scenario Groen	79
6.5	Essent Netwerk Noord	84
6.6	Continuon Netbeheer (Friesland)	89
6.7	Continuon Netbeheer (Flevoland, Gelderland en Utrecht)	91
6.8	Noord West Net	94
6.9	Transportnet Zuid-Holland	98
6.10	DELTA netwerkbedrijf	102
6.11	Essent Netwerk Zuid (Brabant)	105
6.12	Essent Netwerk Zuid (Limburg)	109

## Voorwoord

De elektriciteitssector is nog volop in beweging. De contouren van de liberalisering zijn nu duidelijk zichtbaar geworden. Transport- en distributienetten zijn organisatorisch ontkoppeld van de productie en de handel in elektriciteit is goed op gang gekomen.

Bovenstaande ontwikkelingen hebben ook tennet niet onberoerd gelaten. Wij hebben de afgelopen jaren reeds grote investeringen gedaan in de uitbreiding van de capaciteit van de grensoverschrijdende verbindingen en daardoor kunnen wij komend jaar een kwart meer aan importcapaciteit aan de markt ter beschikking stellen. Daarnaast is tennet bezig met een substantieel investeringsprogramma om voor het op de juiste spanning kunnen houden van het net onafhankelijk te zijn van marktpartijen.

Om de ontplooiing van de elektriciteitsmarkt binnen Europa te stimuleren, is tennet een intensief overleg met de partners in de regio gestart. Een eerste doel waar wij ons op richten, is het tot stand brengen van één Beneluxmarkt met gelijke toegang tot het net voor alle spelers.

De organisatorische loskoppeling van transport en productie betekent ook dat wij in de bedrijfsvoering steeds minder kunnen uitgaan van het in bedrijf zijn van productie-eenheden. Hierdoor ziet tennet zich genoodzaakt om extra investeringen te doen in een aantal projecten die niet direct gerelateerd zijn aan volumegroei. Een goed voorbeeld hiervan zijn netuitbreidingen in de provincies Noord- en Zuid-Holland die in dit plan worden beschreven. Deze uitbreidingen zijn voor een deel het gevolg van het veilig stellen van de voorzieningszekerheid in de regio vanwege de verminderde beschikbaarheid en inzet van productie-eenheden. Op zuiver bedrijfseconomische gronden zijn deze investeringen voor tennet niet zonder meer te rechtvaardigen. Vanuit maatschappelijk oogpunt zijn het echter wel noodzakelijke investeringen, omdat de economische en sociale gevolgen van grootschalige elektriciteitsstoringen onaanvaardbaar zijn.


Bij het lezen van dit plan dient men zich te realiseren dat de geschiedenis van het elektriciteitssysteem nog steeds een rol speelt bij de huidige ontwikkeling van ons net. Door de organisatorische geschiedenis is een versnipperd landelijk transportsysteem ontstaan, dat door acht verschillende netbeheerders wordt beheerd. In de meeste landen is deze ruggengraat in handen van één organisatie. Bij het doen van investeringen kan dan ook nog veel gewonnen worden, omdat de besluitvorming van de acht netbedrijven op elkaar moet worden afgestemd. Het samenvoegen van de transportnetten zou dan ook een concrete verbetering van de elektriciteitsvoorziening in Nederland zijn.

In dit plan is ook de aanleg van een zeekabelverbinding met onder andere Groot-Brittannië in de beschouwing meegenomen. Deze ontwikkeling past in ons streven om koppelingen met netten in omliggende landen uit te breiden, zodanig dat er een gebied ontstaat waarin klanten en leveranciers zonder grote belemmering hun elektriciteit kunnen transporteren. Daarnaast levert dit initiatief een bijdrage aan de systeemoptimalisatie en voorzieningszekerheid in zowel Groot-Brittannië als Nederland.

Uit onze marktverkenning is evenals twee jaar geleden gebleken, dat de projecten voor nieuwbouw van centrales niet voor het oprapen liggen. Deze beperkte animo voor nieuwbouw is een vrij algemeen verschijnsel in landen waarin de elektriciteitsmarkt geliberaliseerd wordt en dient kritisch gevolgd te worden. De reservemarge laat de laatste jaren een dalende tendens zien en zal de komende jaren nog verder afnemen wanneer er niet meer nieuwbouw van centrales zal plaatsvinden dan op dit moment voorzien. Ook de invloed van import en export alsmede het gedrag van marktspelers dient in dit geheel te worden gewogen. Deze problematiek vraagt om objectieve informatie over de ontwikkeling van de markt. Op grond van deze informatie kan een norm voor minimaal beschikbaar productievermogen worden ontwikkeld en vastgesteld, die als baken voor marktpartijen kan gaan dienen voor het tijdig nemen van investeringsbeslissingen.

Om een goed beeld te krijgen van de ontwikkeling van de markt is het van belang objectieve informatie beschikbaar te hebben voor overheid en marktspelers. Dit vergroot de transparantie in de markt waardoor de marktwerking wordt bevorderd.

Voor een goede marktwerking is het noodzakelijk dat marktpartijen niet alleen informatie hebben over de Nederlandse markt maar ook over markten in omliggende landen. Het verzamelen van deze gegevens sluit aan bij de huidige taakstelling van tenneT en past ook goed in onze operationele samenwerking met buitenlandse TSO's. tenneT zal met nationale en internationale marktpartijen een dergelijk systeem gaan ontwikkelen, waarbij scherp in de gaten zal worden gehouden dat de concurrentiepositie van partijen niet wordt geschaad.

A handwritten signature in blue ink, consisting of a large, stylized initial 'J' followed by a horizontal line and a large, rounded loop at the bottom.

Ir. J.M. Kroon mba  
Directeur





# 1. Inleiding

Iedere twee jaar voert tennet een transport- en systeemverkenning uit, waarmee de totale behoefte aan capaciteit voor de door ons beheerde netten wordt bepaald en de knelpunten in de infrastructuur in kaart worden gebracht. Conform artikel 21 van de Elektriciteitswet 1998 stelt tennet deze verkenning, in de vorm van het Capaciteitsplan, ter beschikking aan de directeur van DTe.

Als leidraad voor het opstellen van het Capaciteitsplan is de Ministeriële Regeling Capaciteitsplannen gehanteerd. Begin 2002 heeft de Dienst Uitvoering en Toezicht Energie (DTe), in overleg met een aantal vertegenwoordigers van netbedrijven, deze Ministeriële Regeling geëvalueerd. Deze evaluatie heeft geresulteerd in een nieuwe regeling, die een aantal substantiële wijzigingen bevat ten opzichte van de regeling uit 2000. Hierdoor is in dit plan onder andere een hoofdstuk toegevoegd met de visie van tennet op de langetermijnontwikkeling van het hoogspanningsnet, vanuit ontwikkelingen bij verbruik en productie.

Een andere belangrijke wijziging die op grond van de nieuwe regeling in dit plan is doorgevoerd, zijn de beschrijvingen van de maatregelen om de voorziene knelpunten op te lossen. Voor de eerste jaren van de zichtperiode zijn concrete oplossingen voor knelpunten gegeven, terwijl voor latere jaren is volstaan met een beschrijving van mogelijke oplossingsrichtingen. Hierbij moet worden opgemerkt dat voor alle oplossingen, identiek aan het eerste Capaciteitsplan, blijft gelden dat de definitieve beslissing over de uitvoering van iedere netaanpassing pas genomen wordt zodra dit voor een verantwoorde projectplanning en een tijdige oplevering noodzakelijk is. Op dat moment zal de aanpassing opnieuw getoetst worden aan de actuele omstandigheden en inzichten.

In dit Capaciteitsplan is ook een hoofdstuk toegevoegd over een actueel thema uit de elektriciteitswereld. Met dit initiatief hopen wij het Capaciteitsplan een bredere informatieve basis te geven dan puur op grond van de Ministeriële Regeling noodzakelijk is. Voor dit plan is gekozen voor een beschrijving van de huidige organisatie van de elektriciteitsvoorziening en de elektriciteitshandel. Het is ons streven om ook in ieder volgend Capaciteitsplan een hoofdstuk met achtergronden over een actueel thema toe te voegen.

Evenals bij het opstellen van het vorige plan heeft tennet een coördinerende rol op zich genomen bij het oplossen van knelpunten in de aansluiting van regionale netbedrijven met het landelijk hoogspanningsnet. Dit proces is in een constructieve sfeer verlopen en heeft geleid tot consensus over landelijke transportscenario's en regionale varianten. De capaciteitsplannen van regionale transportbedrijven en van tennet geven hierdoor een totaalbeeld van de ontwikkelingen in het Nederlandse elektriciteitstransportnet.

De door tennet toegepaste systematiek voor het opstellen van het Capaciteitsplan 2003-2009 bestaat in hoofdlijn uit de volgende stappen:

- studie naar de langetermijnontwikkeling van het hoogspanningsnet (2010-2025), gericht op identificatie van mogelijke trendbreuken in de huidige transportfunctie;
- overleg met beheerders van regionale transportnetten over verwachte ontwikkelingen ten aanzien van afname en opwekking voor de periode 2003-2009;
- het uitvoeren van een internationale marktverkenning om met behulp van scenario's voor de komende zeven jaar inzicht te krijgen in de ontwikkeling van import- en exporthoeveelheden;

- in samenwerking met regionale netbeheerders de resultaten van de internationale marktverkenning vertalen in landelijke scenario's en regionale varianten, inclusief inzetschema's van de productie-eenheden;
- toetsing van de scenario's aan de criteria van de Netcode, door middel van het uitvoeren van *loadflow*-berekeningen;
- beschrijven van de maatregelen die tennet noodzakelijk acht om de geconstateerde knelpunten op te lossen;
- bilaterale afstemming van de voorgenomen maatregelen met de betrokken regionale en internationale netbeheerders om een coherente aanpak van de knelpunten zeker te stellen.

Bij het opstellen van dit plan is gekozen voor de volgende structuur:

In hoofdstuk twee wordt na een korte schets van de huidige elektriciteitsvoorziening ingegaan op de structuur van de elektriciteitshandel. Hierbij worden de verschillende soorten beurs- en contracthandel nader uitgelegd. Bovendien wordt in dit hoofdstuk aandacht besteed aan de concurrentieverhoudingen van elektriciteitsproducenten binnen Europa en aan het Europese marktbeleid.

Hoofdstuk drie beschrijft de langetermijnvisie van tennet op de ontwikkeling van het Nederlandse transportnet in een Europese context. Aan de hand van een viertal scenario's, over elektriciteitsvraag en -productie, en een inventarisatie van nieuwe technologische ontwikkelingen zijn mogelijke tendensen ten aanzien van netontwerp en -toepassing in kaart gebracht.

In hoofdstuk vier worden de resultaten gepresenteerd van een uitgebreide internationale marktverkenning naar de ontwikkeling van afname en productie in de periode 2003-2009. Deze marktverkenning is uitgevoerd met behulp van een scenarioanalyse. Naast prognosecijfers over afname en productie in Nederland en omliggende landen zijn in de internationale scenario's ook duurzame opwekking, brandstofprijzen en concurrentieverhoudingen als variabelen betrokken. Op basis van de resultaten van modelberekeningen met de internationale scenario's zijn een drietal landelijke transportscenario's geselecteerd voor het uitvoeren van de netanalyses.

Hoofdstuk vijf bevat het geografisch overzicht van het 380 kV- en 220 kV-net en een overzicht van de wijzingen van het net die in 2001 en 2002 tot stand zijn gekomen.

In hoofdstuk zes worden achtereenvolgens voor het landelijk hoogspanningsnet en voor de aankoppelingen met de regionale netten, de resultaten van de netanalyses gepresenteerd, waarbij voor ieder knelpunt tevens een beschrijving gegeven wordt van de voorziene maatregelen.





## 2. Structuur elektriciteitsvoorziening en -handel

### 2.1 Inleiding

De liberalisering van de elektriciteitsvoorziening stelt nieuwe eisen aan alle bij de sector betrokken bedrijven en instellingen. Als gevolg van deze liberalisering krijgen elektriciteitsproductie en -handel steeds meer te maken met concurrentie. Ook de posities van transport- en distributiebedrijven zijn door deze liberalisering sterk veranderd.

Al deze ontwikkelingen zijn het directe gevolg van de Europese Richtlijn uit 1997, houdende gemeenschappelijke regels voor de interne Europese markt voor elektriciteit. Volgens deze Richtlijn dienen de Lidstaten te zorgen voor:

- een stapsgewijze liberalisering van de elektriciteitsmarkt tot 33% van het verbruik in 2003;
- toegang tot de netten voor producenten en handelaren;
- administratieve *unbundling* van productie, transport en distributie.

In Nederland is deze Richtlijn tot uitvoering gebracht in de Elektriciteitswet 1998, die een stapsgewijze liberalisering tot 100% voorziet in de periode tot 1 januari 2004.

In het voorjaar van 2001 heeft de Europese Commissie aanvullende voorstellen gedaan om te komen tot versnelling en intensivering van het proces van liberalisering. Dit vanwege het feit dat de mate en het tempo waarin de Lidstaten de elektriciteitsmarkt hebben geliberaliseerd, sterk uiteen lopen. Deze aanvullende voorstellen betreffen:

- het verplicht instellen van een onafhankelijke reguleringsautoriteit, die effectieve concurrentie moet verzekeren. In het bijzonder moet de toezichthouder de methode voor de vaststelling van netwerktarieven ex ante vaststellen;
- het openstellen van de vrije markt voor alle afnemers per 1 januari 2005;
- aanscherping van de *unbundling*, gaande van administratieve naar juridische en bestuurlijke scheiding van productie, transport, distributie en levering. Scheiding van eigendom van de netwerken wordt niet voorgesteld.

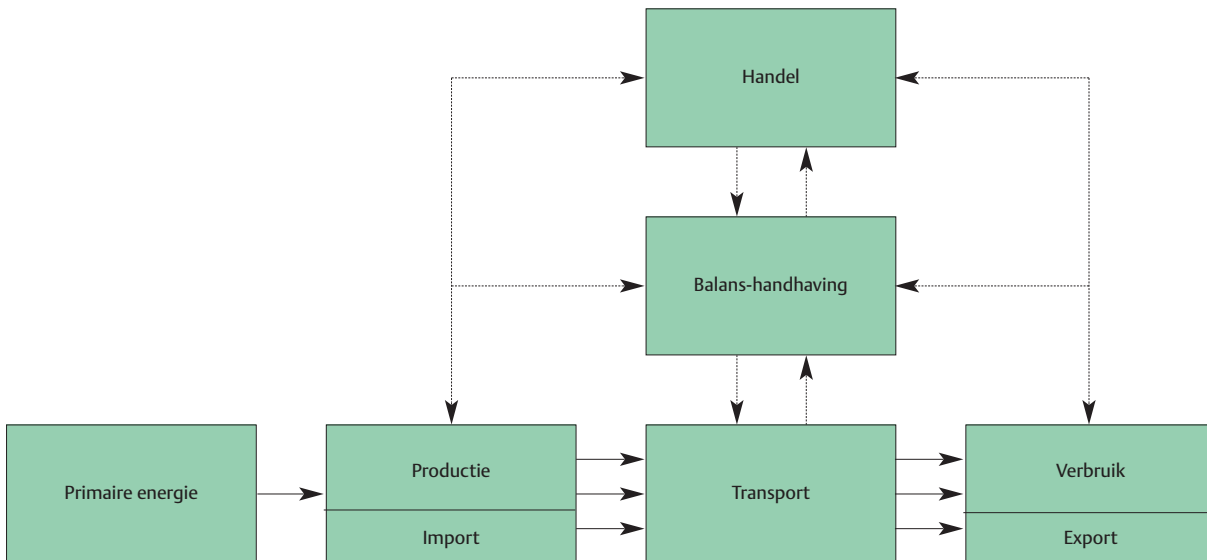
Deze aanvullende voorwaarden zullen voor de Nederlandse elektriciteitsvoorziening naar alle waarschijnlijkheid geen consequenties inhouden.

In dit hoofdstuk wordt nader ingegaan op ontwikkelingen in de structuur van de elektriciteitsvoorziening en -handel, die het gevolg zijn van de liberalisering en direct of indirect een rol spelen bij de ontwikkeling van het (internationale) transportnet en de taken van tennet.

## 2.2 Inrichting huidige elektriciteitsvoorziening

Met de inwerkingtreding van de Elektriciteitswet van 1998 is een groot aantal functies in de elektriciteitsvoorziening ontvlochten. In Nederland is hierdoor een organisatiestructuur ontstaan zoals in het volgende schema is weergegeven.

### Organisatie elektriciteitsvoorziening in Nederland



Bron: Intreerede prof. ir. W.L. Kling, TU Eindhoven, juni 2002

Belangrijke nieuwe aspecten in de huidige organisatie van de elektriciteitsvoorziening zijn de systemen voor balanshandhaving en handel.

In de nieuwe opzet van de elektriciteitsvoorziening wordt de balans niet meer gehandhaafd door producenten, via een centrale *dispatch*, maar door de *systemoperator*. Om deze taak te kunnen uitvoeren heeft tennet, als landelijke *systemoperator* in Nederland, een systeem van Programma Verantwoordelijkheid ingevoerd. Met dit systeem wordt, via fiattering van de Energie-programma's van Programma Verantwoordelijken op de dag van voorbereiding, de balans tussen vraag en aanbod op voorhand zeker gesteld.

Voor het handhaven van de actuele balans is verder een speciale marktplaats voor regel- en reservevermogen ingericht. Met behulp van deze markt worden de actuele verschillen tussen geplande en daadwerkelijke afnamen en invoedingen gecompenseerd en verrekenend. Om een minimaal aanbod van regel- en reservevermogen op deze markt zeker te stellen heeft tennet voor een deel van het benodigde regelvermogen contracten afgesloten met marktpartijen.

De huidige handel in elektriciteit heeft bij vrijwel alle elektriciteitsbedrijven geleid tot de oprichting van sterke handels- en risicomanagementorganisaties. Dit is een grote operatie geweest omdat voor de liberalisering de meeste elektriciteitsbedrijven geen handelsfunctie kenden en er ook nauwelijks sprake was van volume- en prijsrisico's.

De organisatie van de elektriciteitsmarkt bestaat in hoofdlijn uit handel via openbare beurzen en contracthandel. Beide soorten handel hebben de laatste jaren een steeds grotere internationale oriëntatie gekregen. Door deze internationalisering hebben zich reeds significante wijzigingen voorgedaan in de *loadflows* over het Europese hoogspanningsnet, wat onder andere de uitbreiding van de capaciteit van de landsgrensoverschrijdende verbindingen tussen Nederland en Duitsland noodzakelijk heeft gemaakt.

## 2.3 Organisatie elektriciteitshandel

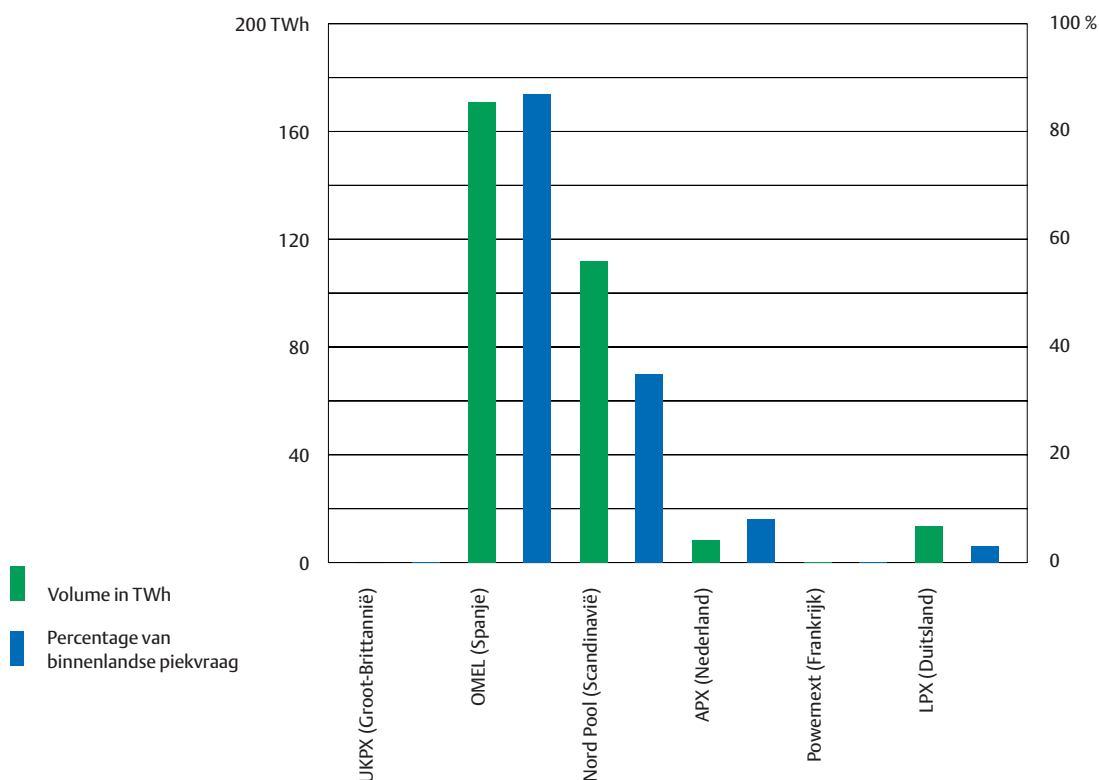
### Openbare beurzen

Met de recente komst van spotmarkten in Oostenrijk en Italië zijn in vrijwel alle belangrijke Europese regionale markten nu publieke beursplaatsen aanwezig. Deze spotmarkten beginnen ook een duidelijke positie in te nemen in de handel tussen de verschillende Europese deelmarkten en hebben in Nederland reeds geleid tot een sterke toename van de import- en exporthoeveelheden.

De spotmarkten spelen tevens een belangrijke rol als openbare prijsindicatie voor de elektriciteitsmarkt. De betrouwbaarheid van deze indicator is van een aantal factoren afhankelijk, met als belangrijkste factor het omzetvolume. Volgens marktpartijen moet het omzetvolume van een spotmarkt minstens 15 tot 20% van de totale vraag bedragen, om een betrouwbare index voor de totale elektriciteitsmarkt te kunnen zijn.

Onderstaand figuur laat zien dat in de meeste Europese landen, behalve Scandinavië en Spanje, dit percentage nog niet is bereikt.

**Omzetvolumes Europese spotmarkten in 2001**



De aanwezigheid van publieke spotmarkten is ook een belangrijke steun in de ontwikkeling van andere openbare elektriciteitsmarkten. Deze markten kunnen zich richten op leveringszekerheid, de langetermijnvoorzieningszekerheid en het verminderen van financiële risico's.

Voor het managen van financiële risico's zijn binnen Europa de eerste stappen gezet voor de ontwikkeling van financiële markten, waarin herfinanciering van contracten plaatsvindt. Om de kortetermijnleveringszekerheid te vergroten, zijn in een aantal Europese landen, waaronder Nederland, tevens markten voor regel- en reservevermogen operationeel geworden.

In Europa zijn publieke langetermijncapaciteitsmarkten nog niet aanwezig. Er lopen momenteel echter in verschillende landen van de Europese Unie onderzoeken naar nut en noodzaak van dit markttype. Wat de uitkomsten van deze onderzoeken zullen zijn, is nog niet duidelijk. In de Verenigde Staten hebben langetermijncapaciteitsmarkten reeds wel een hoge vlucht genomen als middel om de langetermijnvoorzieningszekerheid te kunnen borgen.

Voor de komende jaren is de verwachting dat de uitbreiding van het aantal spotmarkten in Europa en de ontwikkeling van de financiële markten zullen leiden tot een verdere internationalisering van de handel, met als gevolg een harmonisatie van elektriciteitsprijzen tussen de verschillende marktgebieden. De consequenties van deze ontwikkeling op de transportfunctie van tennet kunnen zeer divers zijn. Daarnaast kunnen ze afhangen van ontwikkelingen in onder andere brandstofprijzen, wet- en regelgeving en duurzame opwekking binnen de verschillende Europese regio's. Door het ontstaan van een competitieve gasmarkt zou bijvoorbeeld de huidige transportsituatie met grote hoeveelheden import van elektriciteit kunnen omslaan naar een situatie met export. Zie in dit verband ook hoofdstuk vier van dit plan.

## Contracthandel

Ondanks het feit dat spotmarkten een kritische rol spelen bij prijstransparantie in de elektriciteitsmarkt, is de absolute rol van deze beurzen toch gering. Het merendeel van de elektriciteitshandel (75 tot 85%), in termen van geld en volume, vindt plaats via contracten in de afwezigheid van een publieke marktplaats.

De levendige bilaterale contracthandel heeft in de afgelopen jaren binnen Europa geleid tot een sterke toename van de *over-the-counter*-handel. Tot deze *over-the-counter*-markten is een groot aantal nieuwe spelers toegetreden, zoals banken en kleinere gas- en elektriciteitsbedrijven. Bankens spelen hierbij een speciale rol, omdat hun toetreden wordt gezien als een waarborg voor de financiële transparantie en kredietwaardigheid van dit markttype.

In Nederland omvat de contractmarkt momenteel de bilaterale en de *over-the-counter* handel. Ter ondersteuning van de *over-the-counter* handel is de *European Energy Derivatives Exchange* (Endex), de energiederivatenbeurs voor de Benelux, in november 2002 gestart met het aanbieden van *clearing*diensten voor dit type handel.



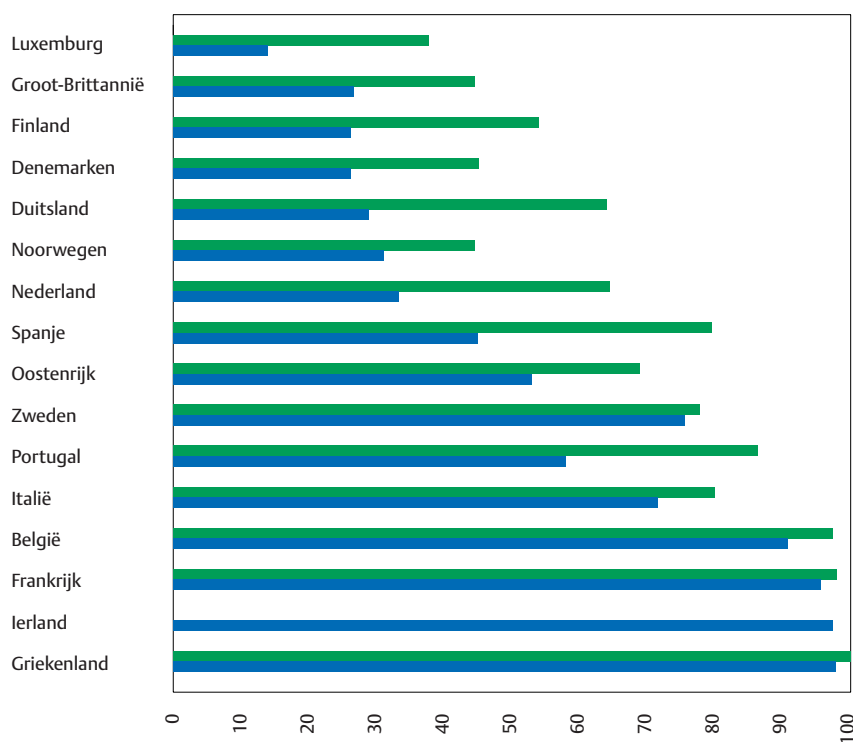
Naar verwachting zal door een verdere internationalisering ook de concurrentie in contracthandel in de komende jaren sterk toenemen. De gevolgen hiervan op de transportfunctie van Tennet zullen vergelijkbaar zijn met de gevolgen van de internationalisering van de beurshandel zoals hierboven beschreven.

### Internationale concurrentieverhoudingen

Terwijl op Europees en nationaal niveau de afgelopen vijf jaar de liberalisering van de elektriciteitssector voor een belangrijk deel tot stand is gebracht, heeft zich tegelijkertijd in de markt een ingrijpend concentratieproces voltrokken. Waren bijvoorbeeld in Duitsland in 1999 nog acht *Verbundunternehmen* actief, in 2002 was dat aantal teruggebracht tot vier grote producenten: RWE, E.ON, Vattenfall D. (Neue Kraft) en ENBW. De twee grootste producenten, RWE en E.ON, bezitten momenteel samen 57% van de Duitse opwekkingsmarkt en hebben daarnaast aanzienlijke belangen opgebouwd in de rest van Europa en elders. De twee kleinere van het viertal zijn onderdeel geworden van staatsbedrijven uit Zweden en Frankrijk, met een dominante positie op de thuismarkt.

Dit concentratiepatroon doet zich ook in de rest van Europa voor, waarbij de fase van het concentratieproces per regio verschilt, maar de richting steeds dezelfde is. EDF (Frankrijk) en Electrabel (België), met als uitgangspunt een dominante positie op de nationale thuismarkt, hebben reeds een belangrijke expansie in Europa gerealiseerd en zetten die voort. Aldus ontvouwt zich het perspectief van een oligopolide markt, waarin een klein aantal zeer grote concerns het overgrote deel van de opwekking in Europa verzorgt, met daaraan een groot aantal kleine (locale) opwekkers. In het volgende diagram wordt voor een aantal Europese landen de concentratie op de verschillende thuismarkten gegeven.

**Nationale marktaandelen van producenten als percentage van binnenlandse productiecapaciteit**



■ Marktaandeel drie grootste producenten  
 ■ Marktaandeel grootste producent

Bron: Eurostat en Eurelectric

Het voorgaande figuur laat zien dat in een groot aantal marktgebieden dominante spelers aanwezig zijn, waardoor de ruimte voor nieuwe fusies binnen de Europese elektriciteitsmarkt beperkt is. Naar verwachting zullen nieuwe grootschalige fusiepogingen dan ook de aandacht trekken van mededingingsautoriteiten en de Europese Commissie. In Duitsland heeft het *Bundeskartellamt* al een signaal laten uitgaan dat zij geen verdere concentratie in de nationale elektriciteitsmarkt zullen toestaan.

Het is moeilijk te voorzien wat de consequenties van deze internationale concentratie zullen zijn voor het Nederlandse hoogspanningsnet. Men zou zich voor kunnen stellen dat een oligopolide marktstructuur een stabiliserende invloed heeft op het handelsverkeer. Het is evenzeer voorstelbaar dat prijsbeleid en investeringsbeleid van de grote concerns leiden tot een toenemende importafhankelijkheid van Nederland, waardoor een toenemende prestatie van het net gevergd wordt.

### Europees marktbeleid

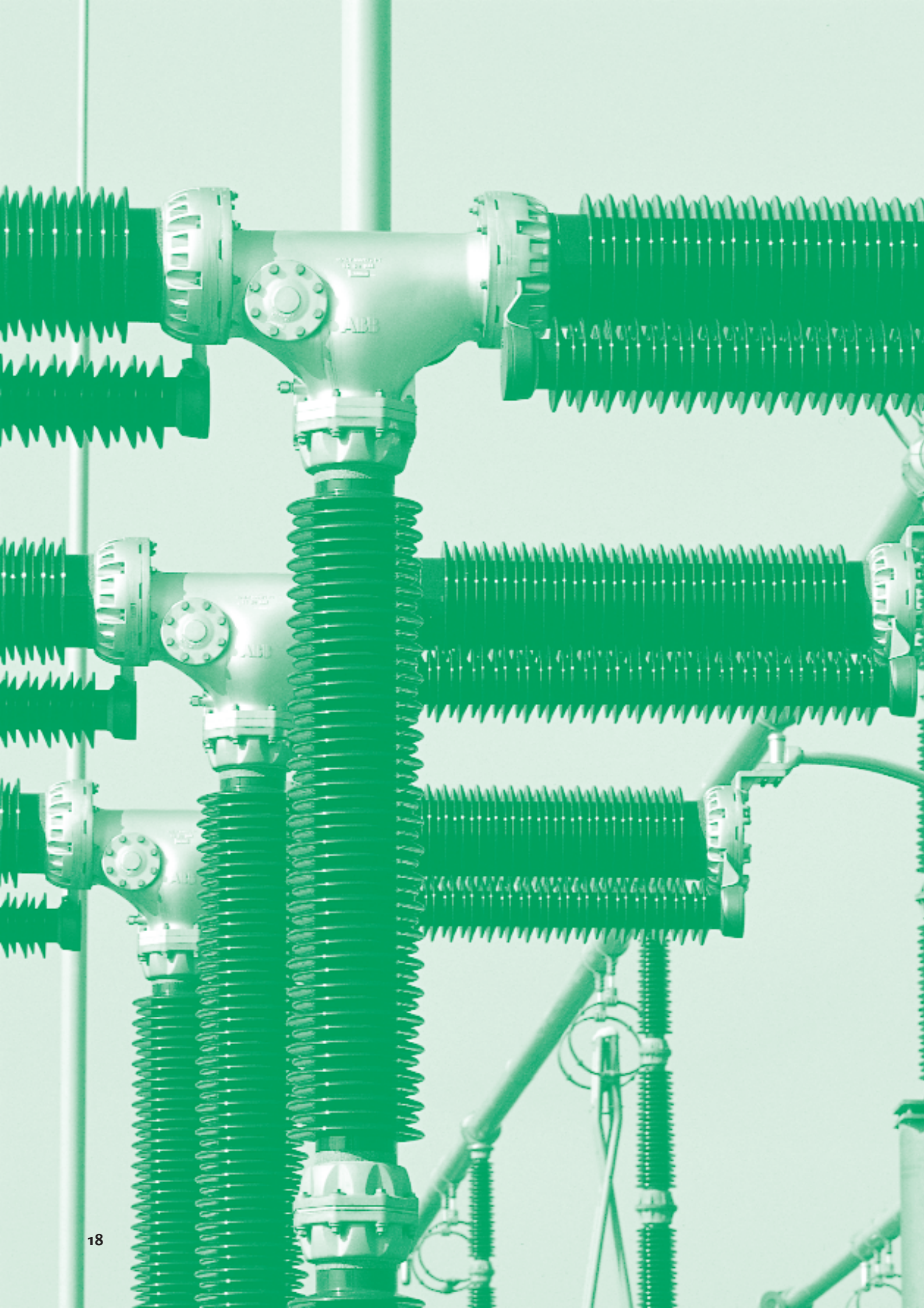
Om de ontwikkeling van één Europese elektriciteitsmarkt te stimuleren, heeft de Europese Commissie, in samenhang met de aanscherping van de Interne Markt Richtlijn, ook een Europese Verordening voorgesteld die haar in staat stelt de bedragen vast te stellen die TSO's onderling betalen om de kosten van *transit flows* te compenseren en te komen tot een harmonisatie van de regels tot vaststelling van de tarieven voor toegang tot het net. Deze tarieven dienen te worden toegepast ongeacht het land van oorsprong of van bestemming van de elektriciteit die wordt getransporteerd.

Hoewel de Commissie en de Lidstaten al meer dan anderhalf jaar in overleg zijn over dit pakket voorstellen, is nog steeds niet te zeggen wanneer overeenstemming te verwachten is en wat de precieze uitkomst van de besluitvorming zal zijn. Niettemin lijkt de verwachting gerechtvaardigd dat er binnen afzienbare tijd besluitvorming zal zijn die de kern van de Commissie-voorstellen intact zal laten. Dit kan uiteindelijk - waarschijnlijk geleidelijk - gevolgen hebben voor de volumes van de internationale handel. Met name is te verwachten dat de Commissie, wanneer zij eenmaal haar nagestreefde bevoegdheden op dit gebied heeft verworven, zal trachten de tarieven voor toegang tot het net in Duitsland te verlagen, omdat die naar het oordeel van veel betrokkenen op het ogenblik prohibitief hoog zijn. Uit het eerste verslag dat de Commissie heeft gepubliceerd over de uitvoering van de Interne Markt Richtlijn wordt althans tot uitdrukking gebracht dat de Duitse tarieven op alle spanningsniveaus ruwweg het dubbele zijn van de gemiddelde tarieven in de EU, hetgeen de Commissie aanduidt als 'excessief'. Wanneer de Commissie erin zou slagen de netwerktarieven wat meer te harmoniseren, dan is een toename van de handel over het Duitse net te verwachten.

Een beleidsterrein waarop de Europese Commissie in toenemende mate activiteit ontplooit, is dat van de Trans Europese Netwerken, waarvan het elektriciteitsnet er één is. In het streven naar het creëren van een interne Europese energiemarkt beschouwt de Commissie de netwerken voor gas- en elektriciteitstransport als 'vitaal' voor de ontwikkeling van een effectieve markt over de grenzen heen. Met name op het gebied van elektriciteit meent de Commissie de toestand 'kritiek' te moeten noemen, omdat de fysieke handel over de landsgrenzen 'slechts' 7% van de consumptie bedraagt. Daardoor is Europa verre van een echte competitieve interne markt. Het is overigens niet geheel duidelijk aan welk criterium de Commissie dit oordeel afmeet. De Commissie is van

mening dat iedere Lidstaat over een interconnectiecapaciteit met omliggende landen zou moeten beschikken ter grootte van minstens 10% van het opgestelde productievermogen, om van een goede basis voor het ontstaan van een competitieve markt te kunnen spreken. Voor gebieden waar een aanmerkelijke mate van congestie bestaat, zoals de regio Frankrijk-Benelux-Duitsland, zou dat percentage hoger moeten zijn.

Tot de maatregelen die de Commissie nastreeft om de interconnectiecapaciteit te laten toenemen behoort ook de aanwijzing van 'prioriteits-assen' in Europa en, binnen die assen, de aanwijzing van prioriteitsprojecten. Volgens de Commissie zou de financiële ondersteuning door de EU voor dergelijke projecten verhoogd moeten kunnen worden van de nu bestaande 10% tot maximaal 20% van de binnenlandse piekbelasting. De regio Frankrijk-Benelux-Duitsland is als zo'n prioriteits-as aangewezen.



### 3. Langetermijnvisie op de ontwikkeling van het Nederlandse transportnet

#### 3.1 Inleiding

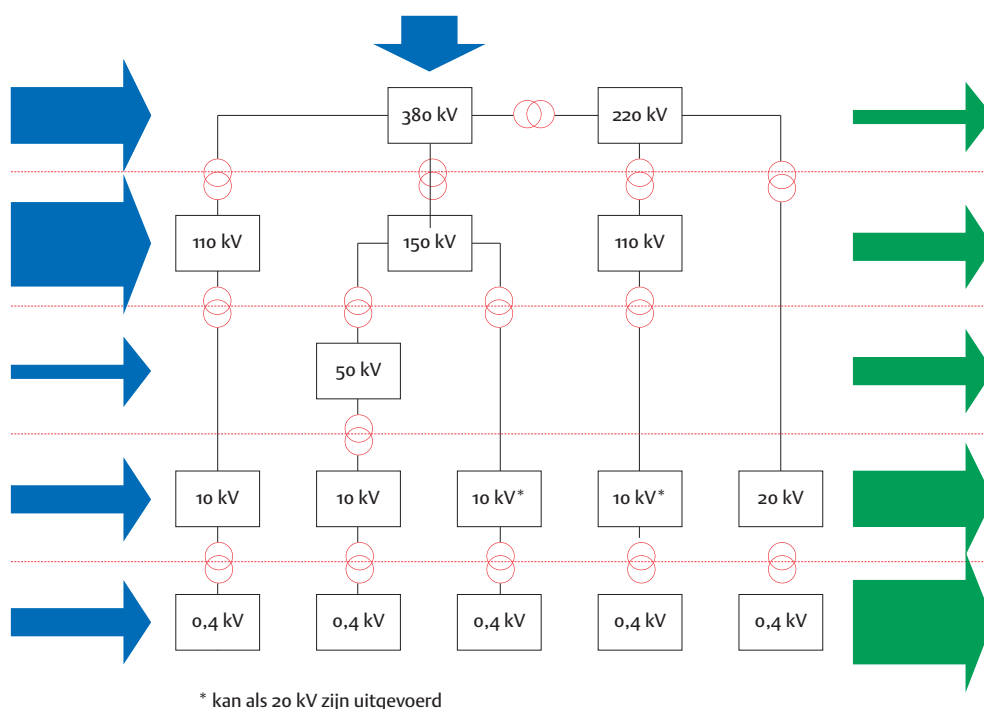
Gelet op artikel 4.b uit de nieuwe Ministeriële Regeling en het feit dat elektriciteitsnetwerken voor het overgrote deel bestaan uit kapitaalintensieve middelen met een levensduur en terugverdiëntijd van tientallen jaren, is voor dit Capaciteitsplan ook een langetermijnvisie ontwikkeld voor de periode na 2010. Het gaat hier dan met name om een brede omgevingsanalyse waarin op een kwalitatieve wijze is onderzocht of er trendbreuken in de transportbehoefte van het hoogspanningsnet zijn te verwachten. Als zichtperiode voor deze verkenning is het tijdvak 2010 - 2025 gekozen.

Wat de capaciteit van het transportnet in de toekomst zal moeten worden en op welke plekken die capaciteit aanwezig moet zijn, zal nauw samenhangen met de volgende aspecten:

- omvang en locatie van de afname van elektriciteit;
- omvang en locatie van productie;
- structuur van het hoogspanningsnet en de gekozen spanningniveaus;
- noodzakelijke redundantie om de betrouwbaarheid van de levering te ondersteunen.

Afname van elektriciteit gebeurt over het algemeen op aansluitpunten van middenspanning en laagspanning. Invoeding door productie gebeurt over het algemeen op hoogspanning of op extra hoogspanning. In- en export geschiedt voornamelijk via het net van extra hoogspanning. In onderstaand figuur wordt de huidige verdeling van afname en invoeding over de verschillende spanningniveaus schematisch gegeven.

Verdeling van afname en invoeding over netvlakken



De figuur illustreert dat er noodzakelijkerwijs transport moet plaatsvinden over de verschillende netvlakken heen vanuit de invoedings- naar de afnamepunten. De figuur geeft echter geen afstanden aan.

Afname vindt gespreid over het hele systeem plaats. De belastingdichtheid voor heel

Nederland bedraagt momenteel gemiddeld 0,5 MW/km<sup>2</sup> en is ondanks verschillen tussen platteland en grote steden toch redelijk uniform verdeeld.

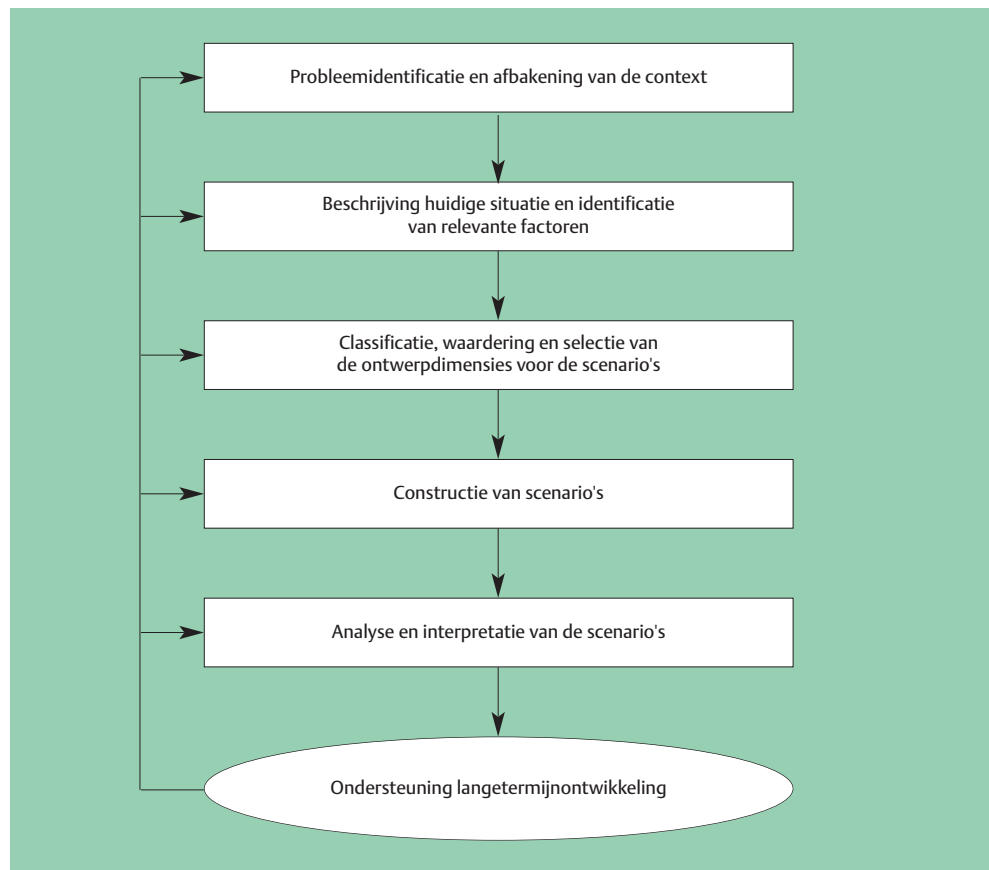
Invoeding is al lang niet meer goed gespreid over het land. Er zijn 5 locaties in Nederland waarop per locatie meer dan 1000 MW productievermogen staat opgesteld. De toplocatie hierbij is Eemshaven met een opgesteld vermogen van 2300 MW. Verder is er een beperkt aantal locaties met een omvang tussen 200 MW en 1000 MW. De rest, zo'n 30% van het vermogen, is verspreid over kleinere vestigingsplaatsen, vaak dicht bij industrieën.

Transport wordt veroorzaakt doordat afstanden overbrugd moeten worden; van hoogspanning naar laagspanning en van locatie van invoeding naar locatie van afname, hetgeen de fysieke afstand aangeeft. Import/export geeft ook transport over afstand.

Bij een goed netontwerp vindt bulktransport over grotere afstand plaats over het net met de hoogste spanning. Dit is in Nederland het 380 kV- en 220 kV-hoogspanningsnet. Iedere 25 tot 50 km is er een transformatiepunt naar een sub-transportnet met een lagere spanning, in Nederland het 150 kV- en 110 kV-hoogspanningsnet. Vervolgens is er weer iedere 10 tot 15 km een transformatiepunt naar middenspanning en tenslotte iedere 0,5 tot 1 km een transformatie naar laagspanning.

De toekomstige ontwikkeling van het transportnet zal in hoofdlijn bepaald worden door de situatie zoals die nu is en de ontwikkelingen die gaan plaatsvinden in de omvang en locatie van de invoedingen en de afnames. In dit hoofdstuk is getracht, met behulp van een meervoudige scenario-analyse (zie kader volgende pagina), deze ontwikkelingen en de consequenties hiervan voor het hoogspanningsnet in kaart te brengen. Ter afbakening van de analyse is besloten om de scenario's te concentreren op ontwikkelingen in de Nederlandse elektriciteitsvoorziening als onderdeel van het Europese voorzieningssysteem.

De structuur van het net, de gekozen spanningsniveaus en de gewenste redundantie in het net, zijn zaken die niet zo snel zullen wijzigen. Daar moet een dwingende aanleiding toe bestaan of een bewuste strategische keuze aan ten grondslag liggen. De noodzaak van verkabeling van 150 kV- en 110 kV-netten kan bijvoorbeeld aanleiding zijn om extra aankoppelpunten op het 380 kV- en 220 kV-net te realiseren, omdat door verkabeling de kostenverhoudingen anders liggen dan bij bovengrondse lijnen.



### 3.2 Beschrijving huidige situatie

*De huidige situatie van de elektriciteitsvoorziening in Europa wordt gekenmerkt door twee thema's: liberalisering en milieu/duurzaamheid. Op dit moment is de liberalisering van de elektriciteitsmarkt in een aantal landen van de Europese Unie nog in volle gang. Deze liberalisering, in combinatie met een set van goed gereguleerde marktcondities, moet als waarborg gaan dienen voor een redelijke elektriciteitsprijs en een goede kwaliteit van de levering. Daarnaast krijgen verduurzaming en het Kyoto Protocol voor vermindering van de CO<sub>2</sub>-uitstoot binnen de elektriciteitsvoorziening een steeds grotere aandacht.*

In 1997 is een Richtlijn van het Europees Parlement en de Europese Raad van kracht geworden waarin de gemeenschappelijke regels voor een interne EU-markt voor elektriciteit zijn gegeven. De Nederlandse overheid heeft bij de vertaling van deze richtlijn naar nationale wetgeving er voor gekozen om de markt voor elektriciteit volledig aan de krachten van de vrije markt over te laten. Keuzevrijheid wordt hierbij als basisvoorwaarde gezien voor een goede marktwerking en een betaalbare elektriciteitsprijs.

De Europese Richtlijn van 1997 schrijft verder ook voor dat Lidstaten 'passende en doelmatige mechanismen voor regulering, controle en transparantie' moeten creëren, 'om misbruik van machtspositie, met name ten nadele van de gebruiker, en marktondermijnende praktijken te voorkomen'. Deze bepaling heeft voor Nederland geresulteerd in onder andere de oprichting van de Dienst Uitvoering en Toezicht Energie.

Tot nu toe beperkt de liberalisering van de elektriciteitsvoorziening in Nederland zich tot de energiesector zelf, de beperkte groep van zakelijke klanten en de consumenten van groene stroom. Deze gedeeltelijke liberalisering van de elektriciteitsmarkt heeft reeds

geresulteerd in een spectaculaire toename van de importhoeveelheden. Als gevolg hiervan zijn ook de verhandelde volumes op de APX sterk gestegen.

Met de inwerking getreden Gaswet 2000 is ook een versnelling ingezet van het tempo van liberalisering van de elektriciteitsmarkt. Dit omdat de Tweede Kamer heeft geconstateerd dat de introductie van marktwerking in de energiesector pas een succes is als alle afnemers de mogelijkheid hebben om hun keuzevrijheid te benutten. De laatste stap van de liberalisering, de markt voor kleinverbruikers, moet daarom uiterlijk op 1 januari 2004 zijn afgerond.

Problemen in de elektriciteitsvoorziening in Californië hebben in 2000 en 2001 geleid tot politieke discussies over de grenzen van de liberalisering in binnen- en buitenland. De ontwikkeling van voldoende productievermogen om de leveringszekerheid op lange termijn te kunnen waarborgen heeft in deze discussies veel aandacht gekregen. Deze ontwikkeling van vermogen is direct gerelateerd aan het functioneren van de elektriciteitsmarkt, een zaak die primair tot de taken van de overheid behoort.

Uit het Energierapport 2002, *Keuzes voor de Toekomst*, van het ministerie van Economische Zaken, blijkt dat de Nederlandse overheid deze taak serieus neemt. In dit rapport wordt reeds een duidelijk kader voor de elektriciteitsmarkt geschetst om te komen tot een stabiel investeringsklimaat. Het ministerie van Economische Zaken benadrukt hierbij dat dit alles alleen kans van slagen heeft als de zaken in een Europese context geregeld worden.

Mede gelet op de Californië-crisis heeft ook een intensieve politieke discussie plaatsgevonden over de privatisering van netbedrijven. De uitkomsten van deze discussie zijn vastgelegd in een aantal beleidsregels van de overheid, waarin onder andere een aantal maatregelen is genomen om de publieke belangen die blijven bestaan voor de netbedrijven te waarborgen. In september 2002 is door de Minister van Economische Zaken in aanvulling hierop besloten dat tot 2004 netbedrijven niet geprivatiseerd mogen worden.

Naast het vrije markt-denken is, mede in het licht van het Kyoto Protocol, ook verduurzaming een belangrijke drijfveer achter de huidige ontwikkelingen in de energievoorziening.

Ten aanzien van de verduurzaming van de energievoorziening in Nederland heeft de overheid een groot aantal beleidsinstrumenten ontwikkeld, zoals de Regulerende Energiebelasting, de Energie-investeringsaftrek, de regeling Vrije Afschrijving Milieuinvesteringen, groenfinanciering, energiepremieregelingen en convenanten.

Binnen dit totale pakket aan maatregelen speelt de Regulerende Energiebelasting (REB) een sleutelrol bij de ontwikkeling van duurzaam opgewekte elektriciteit. Door een verhoging van de REB in de afgelopen jaren en een vrijstelling voor duurzaam opgewekte elektriciteit, is de prijs van groene stroom vrijwel gelijk geworden aan die van conventionele stroom. Hierdoor heeft de markt voor groene stroom in 2001 een krachtige ontwikkeling doorgemaakt. Sinds juli 2001 is de groene-energiemarkt ook het eerste segment van de Nederlandse kleinverbruikersmarkt dat is geliberaliseerd.

De Nederlandse overheid heeft in het kader van het Kyoto Protocol de verplichting op zich genomen om de emissie van broeikasgassen in de periode 2008-2012 met 6% te verminderen ten opzichte van 1990. Deze verplichting betekent dat Nederland in de periode tot 2010 een emissiereductie van 50 Mton CO<sub>2</sub>-equivalenten moet realiseren ten



opzichte van het referentiejaar 1990. De helft van deze doelstelling mag in het buitenland plaatsvinden.

Voor de binnenlandse reductiedoelstellingen is door de overheid een aantal maatregel-pakketten ontwikkeld. De reductie-inspanning van de Nederlandse elektriciteitssector is naar verhouding in al deze pakketten hoog. In de Uitvoeringsnota Klimaatbeleid worden voor de elektriciteitssector als belangrijkste maatregelen genoemd:

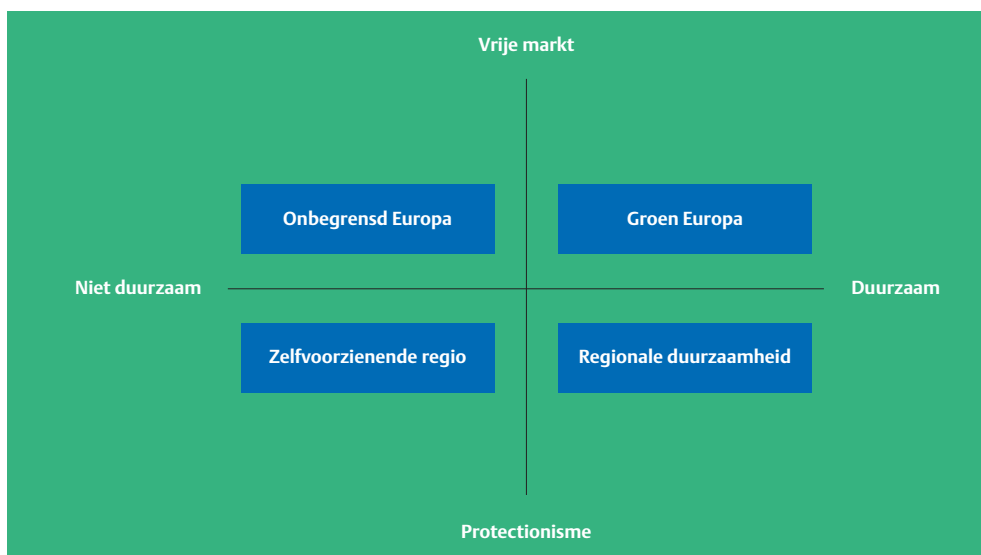
- verlaging van de CO<sub>2</sub>-uitstoot van kolencentrales tot het niveau van aardgasgestookte eenheden in 2008, onder andere door het bijstoken van biomassa verder uit te breiden;
- vergroten van het aandeel duurzame energie in de elektriciteitsvoorziening tot 9% van de totale consumptie in 2010.

### 3.3 Keuze ontwerpdimensies

Uit de analyse van de huidige situatie en een aantal scenariostudies dat raakvlakken vertoont met onderhavige studie, zoals *People and Connections Global Scenario's to 2020* (Shell, 2002), *Wegwijzers naar 2050* (Sep, 1997), *Keeping our Options Open* (RIVM, 2001) en *Energie en samenleving in 2050* (Ministerie van Economische Zaken, 2000) zijn voor de langetermijnontwikkeling van de Nederlandse energievoorziening de volgende ontwerpdimensies voor de scenario's gekozen:

- De sociaal-economische ontwikkeling  
Hierbij kunnen twee extremen worden onderscheiden:
  - een zeer open samenleving, met een hoge economische dynamiek waarin één open Europese elektriciteitsmarkt ontstaat en energie onbeperkt voorradig lijkt;
  - een samenleving die een zekere mate van protectionisme kent, ingegeven door een regionale schaarste aan primaire energiebronnen.
- Duurzaamheid/milieu  
De twee extremen voor deze dimensie zijn:
  - een samenleving waarin duurzame ontwikkeling algemeen wordt aanvaard;
  - een samenleving waarin duurzaamheid relatief weinig aandacht krijgt.

Op grond van deze ontwerpdimensies zijn vier scenario's ontwikkeld (zie figuur) die hierna worden uitgewerkt.



### 3.4 Langetermijnsenario's

#### Scenario 'Groen Europa'

*In een open samenleving die zich kenmerkt door een hoge economische dynamiek op mondiaal niveau, ontwikkelt zich een pan-Europese vrije markt voor elektriciteit, met een hoog aandeel duurzaam. Het hoge aandeel duurzaam is het gevolg van grensoverschrijdende milieuproblemen, waardoor een breed internationaal draagvlak voor de ontwikkeling van een duurzame samenleving ontstaat. Deze duurzame ontwikkeling is mogelijk door een sterke technologische dynamiek. Europese regulering en marktconforme Europese beleidsmaatregelen faciliteren de ontwikkelingen van markt en duurzaamheid.*

Mede ingegeven door het besef over de effecten van de uitstoot van kooldioxide op het klimaat (broeikaseffect) ontstaat op mondiaal niveau een wens voor het tot stand brengen van een duurzame samenleving. Daarnaast is er een hoge bloei van de wereldeconomie, waarin het vrije marktdenken overheerst. Globalisering is het sleutelwoord voor dit scenario.

Dit scenario sluit nauw aan bij het scenario dat mevrouw Bruntland, voormalig premier van Noorwegen, reeds in 1987 presenteerde in het rapport *Our Common Future*. In dit rapport werd door Bruntland gesteld dat de ecologische draagkracht van de aarde uitgangspunt moet zijn voor het mondiale energieverbruik en dat alleen door wereldwijde samenwerking tussen staten een duurzame samenleving gerealiseerd kan worden.

Specifiek ten aanzien van de elektriciteitsvoorziening wordt voor dit scenario uitgegaan dat *stakeholders* geleerd hebben van ervaringen in Californië en zorgen voor een goed internationaal functionerend marktsysteem. In dit marktsysteem wordt tevens ingespeeld op de brede maatschappelijke wens naar duurzaamheid. Binnen Europa is grote politieke bereidheid om voor de elektriciteitsvoorziening de directe zeggenschap en het toezicht over te dragen aan een Europese organisatie.

Door de sterke economische groei is er ook ruimte voor de ontwikkeling van nieuwe duurzame technologieën. Deze technologische ontwikkeling, gericht op energiebesparing en duurzame technologieën, is een belangrijke motor achter de groei van de economie.

Vanwege de sterke individualisering van de samenleving is er ruimte voor de ontwikkeling van duurzame huishoudelijke systemen, zoals warmtepompen en microwarmtekrachtsystemen. Deze systemen zullen met name voor Nederland met zijn uitgebreide gasinfrastructuur een belangrijke ontwikkeling zijn. Door de grootschalige toepassing van energiebesparende maatregelen zal de thans gebruikelijke één-op-één-koppeling tussen de groei van het Bruto Nationaal Product en de groei van het elektriciteitsverbruik worden verlaten.

Landen trachten door middel van coördinatie en overleg de grensoverschrijdende milieuproblemen aan te pakken. Het Kyoto Protocol zal een verder vervolg krijgen en door het merendeel van de geïndustrialiseerde landen geratificeerd worden. Deelnemende landen zijn bereid om een CO<sub>2</sub>-belasting te gaan heffen. Door de ontwikkeling van een systeem van verhandelbare CO<sub>2</sub>-emissierechten hebben consumenten en producenten echter de vrijheid om voor duurzaamheid te kiezen.

Vanwege de invoering van de CO<sub>2</sub>-belasting zal een groot deel van de elektriciteitscentrales die kolen als brandstof gebruiken, worden vervangen door gascentrales. Om aan

de strenge milieunormen te voldoen zullen de gascentrales voor het merendeel in de vorm van warmtekrachtinstallaties worden gebouwd. Verder zal *offshore* windenergie in dit scenario een stormachtige groei doormaken.

### **Scenario 'Onbegrensd Europa'**

*Ook in dit scenario is sprake van een langdurige hoge economische bloeiperiode op mondiaal niveau, waarin zich één pan-Europese vrije markt voor elektriciteit ontwikkelt. De doorgeschooten individualisering leidt echter tot een geringe maatschappelijke interesse voor duurzaamheid. De Europese regulering en beleidsmaatregelen zijn sterk gericht op de vrije markt in Europa. Ook de beleidsmaatregelen ten aanzien van milieu worden vanuit het perspectief van een vrije markt benaderd.*

Dit scenario wordt gekenmerkt door een uitgebreide globalisering en een levenswijze waarbij veel grondstoffen worden gebruikt. Export van westerse kennis en technologie is een van de pijlers van de mondiale economische ontwikkeling. De technologieontwikkeling richt zich met name op massaproductie en goedkoop produceren en minder op besparing en duurzaamheid. Energie lijkt in dit scenario onbeperkt voorradig. De groei van de wereldeconomie is in dit scenario het hoogst van alle onderzochte varianten.

Het door de Europese Unie doorgevoerde marktbeleid, dat door alle lidstaten krachtig wordt ondersteund, leidt ook voor elektriciteit tot een goed internationaal functionerend marktsysteem. Elektriciteitsproducenten in Europa zullen zich samengevoegd hebben tot een beperkt aantal zeer grote spelers. Door krachtige inkooporganisaties en handelaren wordt echter toch de marktwerking gewaarborgd.

Door de sterk ontwikkelde vrijemarktfilosofie en de sterke drang naar individuele winstoptimalisatie vindt slechts een beperkte verduurzaming van de elektriciteitsvoorziening plaats. Dit zal onder andere resulteren in een aanzienlijke nieuwbouw van kolenvermogen op economisch gunstige locaties aan zee.

Het succes van duurzame technologische ontwikkelingen zal afhankelijk zijn van het marktpotentieel. De economische haalbaarheid van opties staat daarbij voorop. Dit uit zich onder andere in een beperkte ontwikkeling van de markt voor huishoudelijke energiesystemen zoals microwarmtekracht. Ook de ontwikkeling van *offshore* windenergie zet niet sterk door, omdat alleen de makkelijk te ontginnen locaties zullen worden geëxploiteerd.

Bij de aanpak van het grensoverschrijdende CO<sub>2</sub>-probleem spelen systemen van verhandelbare emissierechten een belangrijke rol. Elektriciteitsopwekking uit aardgas zal in dit systeem een belangrijke plaats krijgen. Nederland zal hieraan een relatief grote bijdrage leveren vanwege de uitgebreide gasinfrastructuur en zal daardoor een netto exporteur van elektriciteit worden.

### **Scenario 'Zelfvoorzienende regio'**

*In een maatschappij waarin de basis economische wensen van de bevolking ruimschoots zijn bereikt neemt de behoefte aan globalisering af en ontstaat een streven naar de ontwikkeling van een eigen identiteit. Problemen in de continuïteit van de totale energievoorziening leiden tot regionale samenwerkingsverbanden binnen Europa die zelfvoorzienend willen zijn. Door deze problemen in de energievoorziening nemen het maatschappelijk geloof in liberalisering en een vrije markt af. De problemen leiden ook tot een lage economische dynamiek waardoor er weinig draagvlak is voor de verdere ontwikkeling van een duurzame samenleving.*

De maatschappelijke weerstand tegen de economische globalisering neemt sterk toe, doordat keuzes op een steeds grotere afstand van de bevolking worden gemaakt en macht in handen komt van krachten die moeilijk te controleren zijn. De maatschappelijke drijfveer voor materiële welvaart wordt aangevuld met een sterke interesse in het welzijn van de eigen gemeenschap en de eigen identiteit.

Een grote volatiliteit in de prijs van ruwe olie met hoge prijsspieken leidt tot internationale spanningen en het hernieuwde besef bij nationale overheden over de afhankelijkheid van buitenlandse primaire energiebronnen. Dit besef zal nog versterkt worden door incidenten in de gas- en elektriciteitsmarkt. Verstoringen in de elektriciteitsmarkt komen voort uit haperingen in de liberalisering waardoor productiemacht de prijs blijft beheersen. Deze productiemacht blijft onder andere bestaan door het niet splitsen van staatsmonopolies in het totale proces van liberalisering.

De bezorgdheden over de zekerstelling van de totale energievoorziening en tekortkomingen in de liberalisering van de gas- en elektriciteitsmarkt leiden tot een actieve interventie van nationale overheden. Binnen Europa ontstaan hierdoor regionale samenwerkingsverbanden tussen landen met als doel om de leveringszekerheid te kunnen borgen. De continuïteit in de levering wordt verzekerd door het toepassen van een verplichte brandstofdiversificatie en het gebruik van binnenlandse voorraden aan fossiele brandstoffen. Nederland levert in een regionale samenwerking met buurlanden een bijdrage aan de leveringszekerheid door de inzet van extra aardgas en de bouw van een aantal nieuwe koleneenheden op economisch gunstige locaties aan zee.

De onzekerheden over de energievoorziening zullen een weerslag hebben op de economie en leiden tot een lage economische groei. In dit scenario wordt voorondersteld dat door de lage economische groei er ook weinig aandacht voor milieu en duurzaamheid zal zijn. Alleen goedkope en eenvoudig te realiseren duurzame opties komen in beeld, zoals het bijstoken van biomassa en afval bij elektriciteitscentrales en makkelijk te ontwikkelen *offshore* windparken.

### **Scenario 'Regionale duurzaamheid'**

*Het scenario Regionale Duurzaamheid lijkt in hoofdlijn op het scenario Zelfvoorzienende Regio met uitzondering van de aandacht voor milieu en duurzaamheid. Ingegeven door een sterk collectief georiënteerd sociaal politiek klimaat, is in het scenario Regionale Duurzaamheid, een duurzaam gebruik van grondstoffen en het leefmilieu een belangrijke maatschappelijke randvoorwaarde.*

Ondanks een brede maatschappelijke weerstand tegen een vergaande economische globalisering en het streven naar een nationale of regionale zekerstelling van de energievoorziening, is in de internationale samenleving toch een grote mate van saamhorigheid ten aanzien van een duurzaam gebruik van grondstoffen en het milieu. Deze saamhorigheid komt voort uit maatschappelijke problemen van het broeikaseffect zoals misoogsten, overstromingen en schade door tornado's.

Nationale overheden ondersteunen de ontwikkeling van een duurzame samenleving via bijvoorbeeld subsidies en fiscale stimulansen. Daarnaast voeren overheden een actief beleid bij de exploratie van lokale duurzame bronnen. De duurzame bronnen worden onderdeel van het brandstofdiversificatiebeleid. Door de stimuleringsmaatregelen van overheden zullen ook geavanceerde opties zoals *clean-coal-technologie* en opvang en opslag van kooldioxide in gebruik worden genomen. Vanwege de grootschalige toepassing van zon- en windenergie zullen ook energie-opslagsystemen een plaats krijgen in de elektriciteitsvoorziening om perioden van weinig zon en/of wind te kunnen opvangen.

### 3.5 Consequenties scenario's op langetermijnontwikkeling hoogspanningsnet

Om een idee te krijgen van de consequenties van de verschillende scenario's op de ontwikkeling van het landelijk hoogspanningsnet zijn de scenariogegevens over verbruik en productie in Nederland eerst nader gekwantificeerd.

#### Verbruik

Voor de kwantificering van de verschillende scenariogegevens over het elektriciteitsverbruik in Nederland is de prognose van het Centraal Plan Bureau (CPB) over de meerjarige groei van het Bruto Nationaal Product, bij een hoge economische ontwikkeling (2,5%), als uitgangspunt gekozen. Op basis van dit CPB-gegeven en de aannames uit de scenario's over de koppeling tussen BNP en elektriciteitsverbruik worden voor de groei van het elektriciteitsverbruik in Nederland in de periode 2010 tot 2025 de volgende cijfers voor de vier langetermijnsenario's aangenomen:

	Groen Europa	Onbegrensd Europa	Zelfvoorzienende Regio	Regionale Duurzaamheid
Jaarlijkse Groei Elektriciteitsverbruik (%)	1,5	2,5	1,0	2,0

De afname in de groei van het elektriciteitsverbruik in het scenario Groen Europa is het gevolg van het streven naar duurzaamheid via onder andere de implementatie van allerlei besparingsopties.

Voor het scenario Zelfvoorzienende Regio wordt voorondersteld dat enkele diepere economische recessies zullen optreden waardoor de gemiddelde economische groei sterk wordt gedrukt.

In het scenario Regionale Duurzaamheid wordt voorondersteld dat de recessies ten opzichte van het scenario Zelfvoorzienende Regio minder diep zijn en dat de overheid via allerlei stimuleringsmaatregelen onder andere op het terrein van duurzame ontwikkeling in positieve zin bijdraagt aan de economische ontwikkeling.

Op basis van bovenstaande groeicijfers, de vooronderstelling dat elektriciteitsverbruik en belasting ook één-op-één gekoppeld zijn en een geprognosticeerde maximale belasting van 19.000 MW in 2009, neemt de maximale belasting in de periode 2010 tot 2025 toe met de volgende hoeveelheden:

	Groen Europa	Onbegrensd Europa	Zelfvoorzienende Regio	Regionale Duurzaamheid
Totale groei maximale belasting in de periode 2010 tot 2025 (MW)	5100	9100	3200	7000

## Productie

Voor de ontwikkeling van het grootschalig productievermogen in de periode 2010-2025 is aangenomen dat rond 2010 een zodanige marktsituatie zal zijn ontstaan dat elektriciteitsproducenten in Nederland hun aandeel in de Europese voorziening zullen handhaven. Hierdoor zal de groei in belasting in Nederland voor de periode 2010-2025, zoals in bovenstaande tabel gegeven, opgevangen worden door binnenlandse nieuwbouw. Wanneer ook rekening wordt gehouden met de standaard reservestelling van 20%, bedraagt de hoeveelheid nieuwbouw van productievermogen voor de periode 2010-2025:

	Groen Europa	Onbegrensd Europa	Zelfvoorzienende Regio	Regionale Duurzaamheid
Totale groei productievermogen in de periode 2010 tot 2025 (MW)	6100	10.900	3800	8400

In de scenario's Groen Europa en Regionale Duurzaamheid zal de nieuwbouw van grootschalig vermogen gedomineerd worden door gasgestookte (warmtekracht)eenheden. Deze eenheden zullen naar alle waarschijnlijkheid vrij homogeen verspreid door het land gebouwd worden. Alle locaties voor grootschalig gasgestookt productievermogen, zoals beschreven in het tweede Structuurschema Elektriciteitsvoorziening (SEV), komen hier in principe voor in aanmerking.

In het scenario Groen Europa zou mogelijk wel een deel van de voorziene uitbreiding aan grootschalig vermogen verdrongen kunnen worden door microwarmtekrachteenheden.

In de scenario's Onbegrensd Europa en Zelfvoorzienende Regio zal de nieuwbouw voor een aanzienlijk deel bestaan uit kolenvermogen. Nieuwbouw van dit type vermogen zal voornamelijk plaatsvinden op locaties met goede aanvoermogelijkheden voor de brandstof, zoals het viertal zeelocaties uit het tweede Structuurschema Elektriciteitsvoorziening.

Voor het scenario Groen Europa wordt verder aangenomen dat een grote uitbreiding van *offshore* windvermogen zal plaatsvinden en dat de overheidsdoelstelling uit het Energierapport 2002 van het Ministerie van Economische Zaken zal worden gehaald. Op basis van deze doelstelling zijn voor de vier scenario's de volgende cijfers voor de groei van *offshore* windvermogen gehanteerd:

	Groen Europa	Onbegrensd Europa	Zelfvoorzienende Regio	Regionale Duurzaamheid
Groei <i>offshore</i> windvermogen 2010 tot 2025 (MW)	6000	3000	1500	4500

De planologische verkenningen van de rijksoverheid laten zien dat een groot deel van dit vermogen voor de kust van Noord-Holland gerealiseerd moet worden. Vanwege het onvoorspelbare aanbod van dit type opwekking wordt wel verondersteld dat dit niet zal leiden tot vermindering van de voorziene groei van het grootschalige traditionele vermogen.

## Toekomstontwikkeling hoogspanningsnet

De consequenties voor het hoogspanningsnet van de specifieke ontwikkelingen in invoedingen en afnames uit de vier langetermijnsenario's zijn:

### Zelfvoorzienende regio

Gebaseerd op de groeicijfers is duidelijk dat het scenario Zelfvoorzienende Regio de geringste implicaties voor het net zal hebben. Het net zal op een vrij traditionele wijze in omvang blijven toenemen door een gestage groei van de vraag naar transport. Waarschijnlijk zullen de voornaamste uitbreidingen in dit scenario bestaan uit de versterking en/of aanleg van lijnen richting de zeelocaties voor grootschalig kolengestookt productievermogen uit het tweede Structuurschema Elektriciteitsvoorziening.

Ten aanzien van de internationale verbindingen is het idee dat de aanleg van zeekabelverbindingen naar Scandinavische landen en Groot-Brittannië beperkt zal blijven en dat ook geen grote uitbreidingen in capaciteit zijn te verwachten voor de grensoverschrijdende verbindingen met België en Duitsland.

### Onbegrensd Europa

In dit scenario zal waarschijnlijk het totale net aanzienlijk verzaamd moeten worden om in de sterk toenemende elektriciteitsvraag te kunnen voorzien en om *transit*stromen te kunnen accommoderen. De *transit*stromen zijn het gevolg van de ontwikkeling van één pan-Europese elektriciteitsmarkt, waarin de markten uit Scandinavische landen en Groot-Brittannië via een aantal zeekabelverbindingen met Nederland gekoppeld worden met markten van het vaste land van Europa.

Vanwege de forse uitbreidingen in kolengestookt vermogen zal versterking en/of aanleg van lijnen richting de zeelocaties uit het SEV nog grotere aandacht krijgen dan in het scenario Zelfvoorzienende Regio.

### Groen Europa

Dit scenario zal mogelijk kunnen leiden tot een trendbreuk in de transportfunctie van het hoogspanningsnet, tengevolge van de groei van microwarmtekracht- en met name *offshore* windvermogen. De groei van microwarmtekrachtvermogen kan resulteren in een verminderde benutting van de transformatorcapaciteit met de regionale netten, doordat een deel van de vraag lokaal gecompenseerd wordt door de productie van de microwarmtekrachteenheden. De toename in windenergie zal, vanwege het grillige aanbod aan windvermogen, de ontwikkeling van een robuust netwerk met hoge transportcapaciteiten noodzakelijk maken om sterk fluctuerende vermogensstromen te kunnen accommoderen.

De bouw van het *offshore* vermogen zal, gelet op de planologische inrichtingsplannen van de overheid, ook betekenen dat het hoogspanningsnet in Noord-Holland versterkt moet worden.

Vanwege het ontstaan van één pan-Europese elektriciteitsmarkt zal in dit scenario ook rekening gehouden moeten worden met de aanleg van zeekabelverbindingen en de verzwaring van binnenlandse verbindingen, inclusief de grensoverschrijdende verbindingen. De grootte van al deze uitbreidingen zal echter minder zijn dan in het scenario Onbegrensd Europa.

### **Regionale Duurzaamheid**

Voor dit scenario zullen ook aanzienlijke verzwaringen in het net moeten plaatsvinden om in de toenemende transportvraag te kunnen blijven voorzien. Daarnaast zal de toename van *offshore* windvermogen leiden tot uitbreidingen van verbindingen in Noord-Holland.

Door de introductie van opslagsystemen in de voorziening zullen de fluctuaties in vermogensstromen vanwege het grillige aanbod aan windvermogen minder in omvang zijn dan in het Scenario Groen Europa.

Ten aanzien van de internationale verbindingen is de idee dat de aanleg van zee kabelverbindingen naar Scandinavische landen en Groot-Brittannië, gelijk aan het scenario Zelfvoorzienende Regio, beperkt zal blijven.

Mogelijk zal wel enige uitbreiding in capaciteit gerealiseerd worden voor de grensoverschrijdende verbindingen met België en Duitsland. Dit om de elektriciteitsvoorziening in de eigen regio maximaal te kunnen zekerstellen.

### **Voorziene netaanpassingen voor periode 2010-2025**

Binnen het totale pakket van ontwikkelingen uit de scenario's zullen nieuwe koleneenheden, *offshore* windpunten en vergroting van import/export, de grootste consequenties voor het transportnet hebben. Nieuwe verbindingen en vervanging van bestaande verbindingen door verbindingen met een hogere capaciteit kunnen noodzakelijk worden.

Bij toekomstige verzwaringen van lijnen zullen ook de moderne technieken zoals de monitoringtechnieken, de dwarsregeling (stroombeïnvloeding) en de spanningsondersteunende maatregelen in de beschouwing worden meegenomen. In de toekomst zullen deze middelen intelligenter worden en zal de vermogenselektronica verder ingang vinden. tennet zal steeds afwegen of verzwaringen in het net kunnen worden uitgesteld door het toepassen van nieuwe technologieën die het mogelijk maken bestaande infrastructuur zwaarder te belasten en/of beter te benutten.

Bij nieuwe verbindingen zal ook steeds gekeken worden naar de nieuwste technieken. *High Voltage Direct Current* (HVDC) kan bijvoorbeeld ook voor transport interessant zijn. Verder zijn gasgeïsoleerde leidingen in ontwikkeling voor toepassingen in steden. Tenslotte blijven kabels de aandacht houden en is het wachten op een betere kosten-*performance* verhouding.

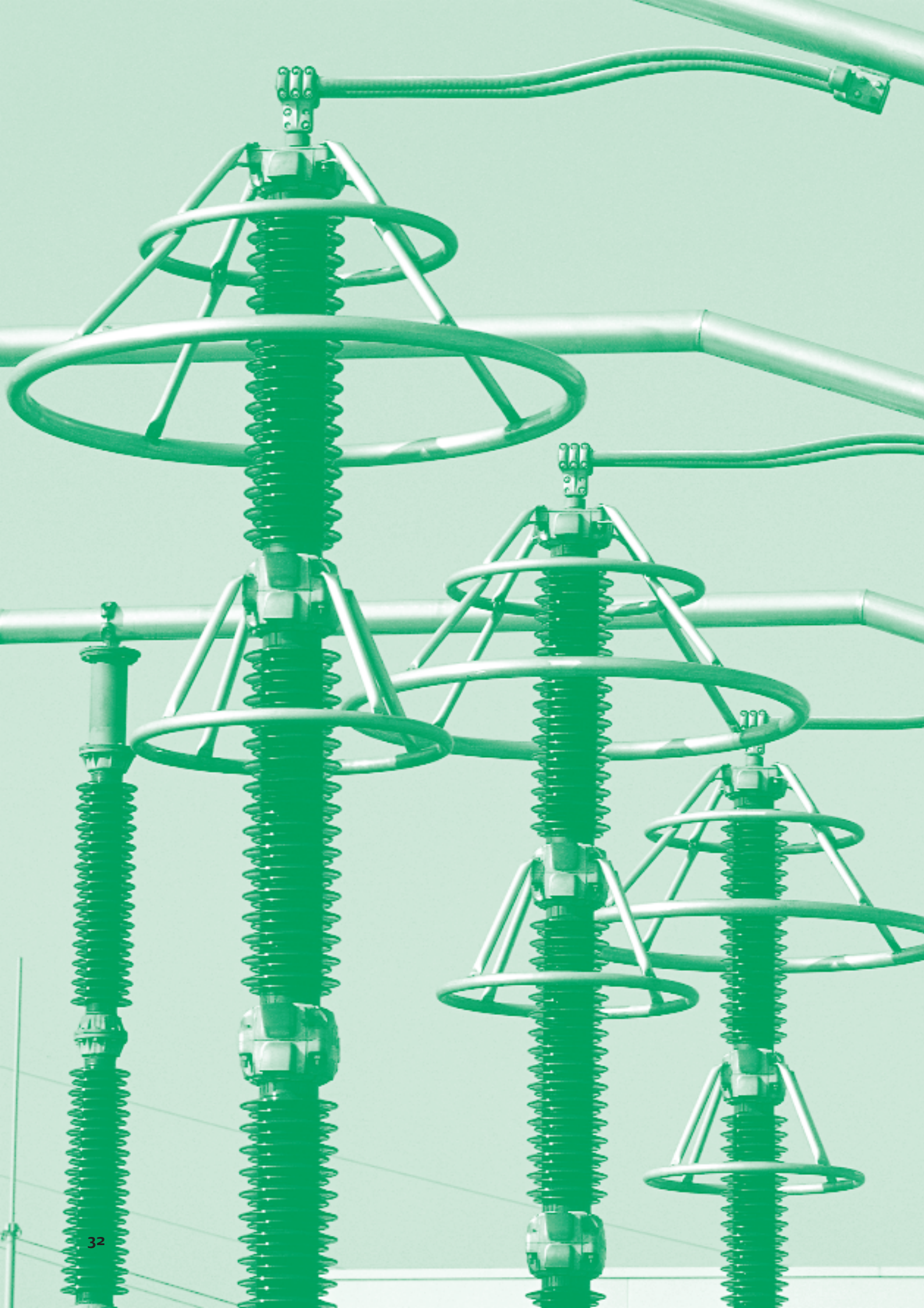
Waar de uitbreidingen noodzakelijk zullen zijn, is afhankelijk van de lokalisering van het nieuwe vermogen. Voor koleneenheden wordt aangenomen dat de vier zeelocaties uit het vigerende SEV aantrekkelijke vestigingslocaties zullen zijn. Hierdoor kunnen in de toekomst beperkingen ontstaan voor de afvoer van vermogens vanaf deze locaties. In een nieuwe SEV zal hieraan aandacht gegeven moeten worden en wellicht moeten keuzes gemaakt worden door de overheid, zodat tennet haar beleid voor netuitbreidingen hierop kan afstemmen. Warmtekrachtvermogen met gas als brandstof zal vermoedelijk gerealiseerd worden dicht bij de belastingcentra en daardoor minder consequenties



voor het hoogspanningsnet hebben. De groei van de belasting zal op zich geen grote consequenties hebben voor het hoogspanningsnet. De capaciteit zelf zal wel moeten toenemen met name op de transformatorstations. De afstand waarover getransporteerd moet worden, zal echter bepaald worden door de plaats van invoeding die de groei van de belasting moet opvangen.

Vergroting van import/export kan gerealiseerd worden door aanleg van gelijkstroom zee kabelverbindingen met Groot-Brittannië, Noorwegen en eventueel ook met Denemarken en door nieuwe landgrensoverschrijdende verbindingen met Duitsland (bijvoorbeeld vanuit Doetinchem) en België (betere benutting en aankoppeling bestaande verbindingen).

Gelet op de planologische plannen van de overheid zal een groot deel van de *offshore* windparken waarschijnlijk aangesloten worden op de stations Maasvlakte en Beverwijk, dat over enkele jaren in gebruik zal worden genomen. Daarnaast is ook aanlanding op Eemshaven en Borssele mogelijk, waarbij moet worden opgemerkt dat het station Borssele slechts beperkte afvoermogelijkheden richting het landelijke 380 kV-net bezit.



## 4. Prognose transportbehoefte periode 2003-2009

### 4.1 Inleiding

Om de behoefte aan capaciteit voor het transport van elektriciteit in Nederland voor de periode 2003-2009 goed te kunnen voorspellen, is een uitgebreide marktverkenning uitgevoerd en is intensief overleg gevoerd met de regionale netbeheerders. Deze marktverkenning richtte zich op de ontwikkeling van de binnenlandse belasting, het binnenlandse productievermogen en de uitwisseling met buitenlandse netten. Op basis van deze marktverkenning is een aantal scenario's voor de periode 2003-2009 ontwikkeld.

De ervaring heeft geleerd dat de ontwikkeling van het verbruik tamelijk goed is te voorspellen en dat een spreiding hierin relatief geringe consequenties heeft voor de vermogensstromen over het net. Variaties in de inzet van productiemiddelen in binnen- en buitenland en zeekabelverbindingen met andere landen kunnen echter wel grote consequenties hebben voor de *loadflows* in het net. Daarom is voor de internationale scenario's met name gekeken naar belangrijke onderscheidende ontwikkelingen op deze laatste twee gebieden.

Een drietal Europese scenario's is, mede in overleg met de regionale netbeheerders, verder uitgewerkt tot landelijke scenario's. Deze nadere uitwerking bestond uit het specificeren van de plaats en omvang van:

- de belasting;
- de uitwisseling met het buitenland;
- de binnenlandse productie.

De samenhangende set van gegevens over belasting, import/export en productie zijn vervolgens gebruikt als uitgangspunt voor de netanalyses.

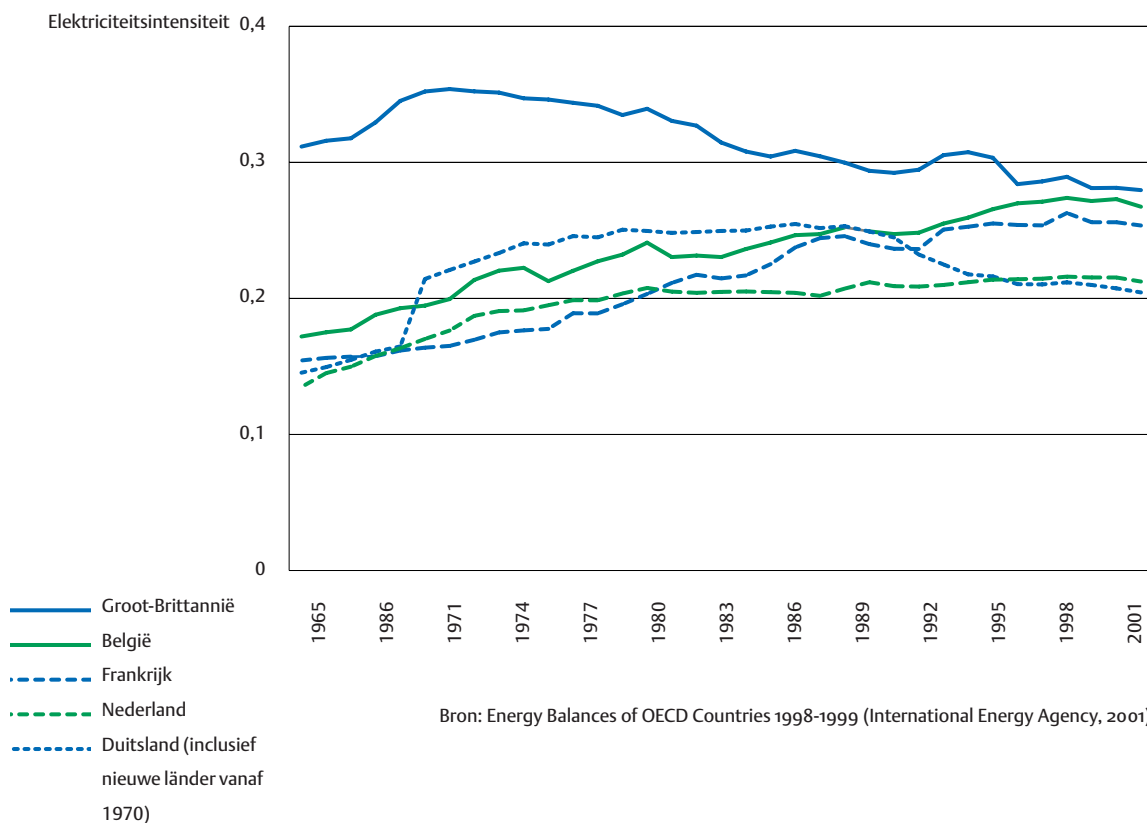
### 4.2 Prognose van het elektriciteitsverbruik en de belasting

De ontwikkeling van het elektriciteitsverbruik wordt door een aantal factoren bepaald zoals economische groei, besparingsmaatregelen en uitbreiding van de toepassing van elektriciteit veranderingen. Van deze factoren is de economische groei het meest dominant voor de ontwikkeling van het elektriciteitsverbruik.

Om het toekomstig elektriciteitsverbruik te kunnen inschatten, wordt vaak gebruik gemaakt van een extrapolatie van de historische ontwikkeling van de elektriciteitsintensiteit, in combinatie met cijfers over economische groei. De elektriciteitsintensiteit is gedefinieerd als het verbruik van elektriciteit per munteenheid toegevoegde waarde (Bruto Binnenlands Product) en is de factor waarmee het elektriciteitsverbruik gekoppeld wordt aan het Bruto Binnenlands Product.

In het volgende figuur wordt het verloop van de elektriciteitsintensiteit in Nederland en een aantal omringende landen gegeven voor de periode van 1965 tot en met 1999. Het BBP van de verschillende landen is omgerekend op basis van koopkrachtpariteiten naar US-dollars in 1995.

## Historische ontwikkelingen van elektriciteitsintensiteit in Nederland en omliggende landen



Bovenstaand figuur laat zien dat er verschillen bestaan in de energie-intensiteit zelf en de ontwikkeling van de intensiteit in de tijd tussen de verschillende landen uit de vergelijkingsgroep. Deze verschillen worden onder andere veroorzaakt door variaties in (de ontwikkeling van) de structuur van de industrie (veel of weinig basisindustrie), de wijze van ruimteverwarming en doorvoering van energiebesparingen.

Tot het midden van de zeventiger jaren kende het elektriciteitsverbruik in Nederland een duidelijk hogere groei dan het Bruto Binnenlands Product. Dit werd met name veroorzaakt door een krachtige economische ontwikkeling, waarin een sterke toename van de basisindustrie (non-ferro, chemie, raffinage) optrad en er beperkt aandacht was voor energiebesparing. In de tweede helft van de zeventiger jaren is de toename van het elektriciteitsverbruik gelijke tred gaan houden met de groei van het BBP en ook in het laatste decennium was de groei van de elektriciteitsvraag vrijwel gelijk aan de economische groei omdat verbeteringen in de energie-efficiëntie gecompenseerd werden door een toename in het verbruik.

Voor Duitsland is in de negentiger jaren de groei van het elektriciteitsverbruik sterk achter gaan lopen bij de economische ontwikkeling. Dit werd met name veroorzaakt door sanering van de Oost-Duitse industrie in de eerste jaren na de hereniging van de beide Duitslanden. In de afgelopen jaren is deze trend echter aanzienlijk afgenomen.

De afname van de energie-intensiteit in Groot-Brittannië kan grotendeels verklaard worden door het verdwijnen van de zware industrie uit dit land.

België kent in de totale periode van 1965 tot 1999 in het algemeen een duidelijk hogere groei van het elektriciteitsverbruik ten opzichte van de economische ontwikkeling. Deze relatief hoge groei komt voor een groot deel voort uit de energie-intensiteit van de Belgische industrie. Deze intensiteit is in vergelijking met het gemiddelde van de OESO relatief hoog, doordat het industriepark van België een hoog aandeel kent van staal-, chemie-, non-ferro-, glas- en cementbedrijven.

In Frankrijk is het laatste decennium de ontwikkeling van de energie-intensiteit gelijk gedrag gaan vertonen als in Nederland.

Gebaseerd op de trends van de energie-intensiteit in het laatste decennium is voor de planningsperiode van dit Capaciteitsplan in eerste benadering aangenomen dat de groei van het elektriciteitsverbruik voor Nederland en de omringende landen één-op-één gekoppeld is met de groei van het Bruto Binnenlands Product.

De definitieve cijfers over de groei van het verbruik voor de verschillende landen zijn gebaseerd op een prognose van het *International Energy Agency* (IEA). De IEA-cijfers van Nederland zijn hierbij begin 2002 nog geactualiseerd met recente gegevens van het Centraal Plan Bureau over de groei van het Bruto Nationaal Product.

Op grond van deze gegevens neemt het elektriciteitsverbruik in de zichtperiode tot 2010 toe met:

#### Jaarlijkse groei van het elektriciteitsverbruik (Basis scenario)

	2001-03	2004-05	2006-10
Nederland	1,4%	2,6%	2,6%
België	0,8%	0,8%	0,9%
Frankrijk	1,2%	1,2%	1,1%
Duitsland	0,2%	0,2%	0,2%
Verenigd Koninkrijk	1,6%	1,6%	1,6%

Voor de ontwikkeling van de belasting is aan de regionale netbeheerders, aangesloten op ons hoogspanningsnet, gevraagd om op basis van bovenstaande groeicijfers en de veronderstelling dat groei van het elektriciteitsverbruik gelijke tred houdt met de groei van de belasting, de belastingprognose voor hun netten te geven. In de volgende tabel zijn de ontvangen data van de maximale belasting voor de wintersituatie gegeven.

## De verwachte maximale belasting (MW) in een wintersituatie per regio, gesommeerd over alle afnemers aangesloten op netten, verbonden met tennet

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Essent Netwerk Noord N.V.	2626	2744	2840	2960	3020	3103	3211
N.V. Continuon Netbeheer (Friesland)	484	496	508	521	534	547	561
N.V. Continuon Netbeheer (FGU)	2895	2975	3054	3136	3220	3307	3396
Noord-West Net N.V.	2369	2450	2491	2540	2584	2635	2673
B.V. Transportnet Zuid-Holland	3506	3678	3777	3874	3974	4057	4138
Delta Netwerkbedrijf B.V.	971	979	986	994	1000	1006	1012
Essent Netwerk Brabant B.V.	2580	2645	2710	2775	2840	2905	2970
Essent Netwerk Limburg B.V.	1581	1618	1655	1692	1730	1768	1806
tennet	60	60	60	60	60	60	60
<b>Totaal</b>	<b>17.072</b>	<b>17.645</b>	<b>18.081</b>	<b>18.552</b>	<b>18.962</b>	<b>19.388</b>	<b>19.827</b>

De som van de afzonderlijke maximale belastingwaarden van de regionale netbedrijven bedraagt voor het laatste jaar van de zichtperiode 19.827 MW. Deze belasting zal in de praktijk echter nooit optreden omdat de maximale belasting bij de verschillende regionale netten zich niet gelijktijdig zal manifesteren. Om de binnenlandse piekbelasting te bepalen is daarom de som van de maximale belastingen verhoogd met 200 MW, ter compensatie van de energieverliezen van de transmissienetten groter dan 110 kV, en vervolgens met een gelijktijdigheidsfactor van 0,95 vermenigvuldigd. De gelijktijdige binnenlandse piekbelasting komt met deze correcties uit op circa 19.000 MW.

Als variant is, gebaseerd op allerlei Europese mogelijke initiatieven ten aanzien van de stimulering van duurzaamheid, nog een halvering van de groei van het elektriciteitsverbruik en de belasting ten opzichte van de referentiesituatie voorondersteld.

### 4.3 Duurzame opwekking

Voor de planning van het net is het ook noodzakelijk om de ontwikkelingen ten aanzien van duurzame opwekking te kennen. Dit omdat deze vorm van opwekking een totaal ander karakter heeft dan conventionele opwekking.

Duurzame opwekking is veel kleinschaliger dan conventionele opwekking en zal in het algemeen aangesloten worden op netten van lagere spanningsniveaus. tennet zal dit waarnemen als een verlaging van de belasting op de koppelpunten met deze netten. Probleem hierbij is echter de onvoorspelbaarheid van dit type opwekking. Wind- en zonne-energie zijn niet altijd beschikbaar en daarom zal bij de ontwikkeling van het net ook rekening moeten worden gehouden met momenten waarop geen elektriciteit door deze bronnen wordt geleverd.

#### Regelgeving en consequenties

Uit de praktijk blijkt dat de ontwikkeling van duurzame energie nog steeds een actieve rol van nationale en Europese overheden vereist. Zo is sinds september 2001 de Europese

Richtlijn betreffende de bevordering van elektriciteitsopwekking uit hernieuwbare energiebronnen op de interne elektriciteitsmarkt' van kracht. De Lidstaten van de Europese Unie moeten in oktober 2003 de benodigde regelgeving in werking hebben om aan deze Richtlijn te voldoen. De Richtlijn stelt voor de Europese Unie als geheel ten aanzien van duurzame opwekking, een streefcijfer voor 2010 vast van 22,1% van het totale elektriciteitsverbruik. In 1997 bedroeg deze doelstelling nog 13,9%, zodat hier sprake is van een toename met 50%. Daarbij moet bedacht worden dat naar schatting 90% van de duurzame productie in 1997 afkomstig was van waterkracht, een energiebron waarvan het gebruik zich maar in zeer beperkte mate zal laten uitbreiden. Deze groei-doelstelling van het aandeel duurzaam in de EU als geheel zal dus voornamelijk uit biomassa en wind moeten komen. De referentiewaarde voor het indicatieve streefcijfer voor Nederland in deze Richtlijn is een toename van 3,5% in 1997 naar 9% van het elektriciteitsverbruik in 2010.

De Nederlandse overheid heeft in de Derde Energienota een serie doelstellingen geformuleerd om te komen tot een meer duurzame energiehuishouding in de periode tot 2020. Hierbij is voor elektriciteit als einddoelstelling geformuleerd 17% van het totale verbruik in 2020. In de Uitvoeringsnota Klimaatbeleid is door de overheid gesteld dat in 2010 de helft van de einddoelstelling uit de Derde Energienota moet zijn bereikt.

Stimulering van het aanbod van duurzame energie in Nederland is verder nodig om te voorzien in de sterk gegroeide vraag naar duurzame energie. Sinds de liberalisering van de markt voor groene stroom is de vraag explosief gegroeid. Vanaf 1 juli 2001 kan iedere afnemer in Nederland zelf zijn leverancier voor duurzame elektriciteit kiezen. Deze marktopening in combinatie met een nihil-tarief van de Regulerende Energiebelasting heeft geleid tot een sterke toename in de vraag naar duurzame elektriciteit. Sinds begin 2001 is het aantal afnemers van duurzame elektriciteit gestegen van 150.000 naar 1.000.000 huishoudens medio 2002.

Door deze sterke stijging zijn leveranciers in 2002 gedwongen om ook duurzame elektriciteit uit het buitenland te betrekken. Medio 2002 kwam circa de helft van de benodigde hoeveelheid duurzame elektriciteit uit het buitenland. Met name de vrijstelling van REB maakt het voor aanbieders van duurzame elektriciteit in Nederland gemakkelijk om in het buitenland te kunnen inkopen. Of dit ook in de toekomst het geval zal zijn is de vraag en zal onder andere afhangen van het succes van de voorgenomen stimuleringsregeling Milieukwaliteit van de Elektriciteitsproductie (MEP) van de Nederlandse overheid. Verder moet rekening worden gehouden met het feit dat de internationale markt voor duurzame energie nog volop in ontwikkeling is. Als de vraag naar duurzame energie ook in andere Europese landen gaat stijgen, zou dit ertoe kunnen leiden dat het aanbod van die landen meer wordt gericht op de eigen vraag. Wanneer dit gecombineerd wordt met een harmonisatie van de regelgeving op dit terrein tussen de lidstaten van de Europese Unie, zal dit kunnen leiden tot een sterke reductie van het buitenlandse aanbod.

### **Etiketten en certificaten**

Op initiatief van de Tweede Kamer is een wetsvoorstel in behandeling genomen dat voorziet in het instellen van een verplichting voor leveranciers van elektriciteit om de afnemer door middel van een etiket te informeren over de samenstelling van de bronnen waarmee de geleverde stroom is opgewekt. Het beoogde effect is de keuzevrijheid van de afnemers te vergroten. De samenstelling van het productiepakket waarmee de geleverde stroom is opgewekt zal voor leveranciers een verkoopargument gaan worden

omdat de consument die pakketten van verschillende leveranciers kan vergelijken. Ook kan van etikettering een extra stimulans voor de productie van duurzaam opgewekte stroom uitgaan.

Overigens speelt dit streven naar etikettering ook op Europees niveau. In de eerder besproken voorstellen tot aanscherping van de Interne Markt Richtlijn is, op initiatief van het Europese Parlement, eveneens het element opgenomen dat op de elektriciteitsrekening en in reclame-uitingen de bronsamenstelling van geleverde stroom moet zijn vermeld.

Voor groene stroom is in Nederland reeds een certificatiesysteem van kracht voor de uitvoering van de REB-vrijstelling voor duurzame energie en straks ook voor de MEP-regeling. Uitbreiding van deze certificatie naar alle soorten energiebronnen zou een gecertificeerd stroom-etiket mogelijk maken.

### **Toekomstige ontwikkelingen**

Voor de komende jaren rust het beleid van de Nederlandse overheid bij de stimulering van het aanbod aan duurzame bronnen op twee pijlers: wind en biomassa. Of binnenlandse producenten van deze opties snel gebruik kunnen gaan maken om in de toegenomen vraag te voorzien is nog onduidelijk. De groei van het aantal windturbines op land is de laatste jaren juist afgevlakt en loopt achter bij de doelstelling van de overheid om in 2010 te komen tot een opgesteld vermogen van minimaal 1.500 MW. Grootste obstakel hierbij is het beperkte draagvlak voor windprojecten op lokaal niveau. Dit uit zich onder andere in een lage beschikbaarheid van nieuwbouwlocaties en het leidt tot afstel van projecten door veel langlopende en complexe bezwaarprocedures.

Om de beoogde nieuwbouw van windvermogen alsnog te kunnen realiseren heeft de overheid, in samenwerking met Interprovinciaal Overleg en de Vereniging Nederlandse Gemeentes, het afgelopen jaar de Bestuursovereenkomst Landelijke Ontwikkeling Windenergie (BLOW) opgesteld. Deze overeenkomst moet onder meer leiden tot concrete plannen van aanpak per provincie. Deze aanpak lijkt reeds effect te sorteren omdat sinds medio 2002 veel meer aanvragen voor aansluiting van windmolens bij regionale netbedrijven zijn binnengekomen.

Ondanks de inspanningen van de Rijksoverheid ten aanzien van windenergie op land lijkt met windenergie op zee een veel groter potentieel te kunnen worden aangeboord. In Denemarken, Zweden en het Verenigd Koninkrijk zijn reeds *offshore* windparken operationeel en in heel Europa worden in snel tempo nieuwe plannen gemaakt om windparken op zee te bouwen. Het totale Europese potentieel voor deze optie is enorm en wordt geschat op 1,25 miljoen MW. De Europese Wind Energie Associatie (EWEA) verwacht dat in 2010 het opgestelde windvermogen in Europa 60.000 MW zal bedragen, waarvan 5.000 MW *offshore*. Voor 2020 wordt door de EWEA een totaal opgesteld vermogen van 150.000 MW verwacht, waarvan 50.000 MW *offshore*.

In Nederland zijn de plannen van de overheid gericht op de realisatie van 6.000 MW windvermogen op de Noordzee in 2020. Naar verwachting zal in 2003 gestart worden met een demonstratieproject bij Egmond aan Zee van circa 100 MW.



Voor de planningsperiode van het Capaciteitsplan wordt ervan uitgegaan dat het windvermogen aangesloten op het hoogspanningsnet van tennet met maximaal 3000 MW kan groeien. Daarnaast is voor het windvermogen aangesloten op de regionale netten een minimale groei van 700 MW verondersteld. De lage groei komt in hoofdlijn voort uit een continuering van de huidige situatie van een gestage groei van windenergie op land. Bij hoge groei wordt uitgegaan van een versnelde invoering van overheidsmaatregelen om een duurzame energievoorziening te stimuleren, waardoor windenergie op land sterker zal groeien en er ook enkele grootschalige *offshore* windparken zullen worden gebouwd.

Voor de ons omringende landen zijn de Europese Richtlijn betreffende de bevordering van elektriciteitsopwekking uit hernieuwbare energiebronnen op de interne elektriciteitsmarkt en prognoses van de *European Wind Energy Association*, als uitgangpunt gebruikt voor het voorspellen van de groei van duurzame opwekking. Volgens beide bronnen zal de toename in duurzame opwekking voor de ons omringende landen in hoofdzaak bestaan uit nieuwbouw van windvermogen, volgens de getallen uit de volgende tabel.

#### Voorziene uitbreiding windvermogen in België, Frankrijk, Duitsland en Groot-Brittannië

	België	Frankrijk	Duitsland	Groot-Brittannië
Voorziene uitbreiding windvermogen 2002-2010 (MW)	1.600	13.400	11.100	17.400

De andere pijler voor de ontwikkeling van duurzame energie in Nederland in de periode tot 2010 is biomassa. Deze optie wordt op dit moment reeds vrij grootschalig toegepast bij kolencentrales, door middel van bijstoken. De totale capaciteit van deze optie bedraagt momenteel circa 120 MW.

De kolencentrales spelen, door de afspraken in het kader van het Kyoto Protocol, ook een hoofdrol bij de verdere ontwikkeling van biomassa als optie voor de opwekking van duurzame elektriciteit. In het Convenant Kolencentrales en CO<sub>2</sub>-Reductie worden aan de eigenaren van kolencentrales verplichtingen opgelegd om de emissie van kooldioxide te reduceren via een toenemende inzet van biomassa. Om de doelstellingen uit het Kyoto Protocol te realiseren hebben de productiebedrijven de verplichting op zich genomen om via de inzet van biomassa een CO<sub>2</sub>-reductie van 3 Mton te realiseren. Deze reductie correspondeert met 475 MW elektrisch vermogen uit biomassa. Aangezien bij deze uitbreiding alleen sprake is van een vervanging van kolen door biomassa, zal dit geen consequenties hebben voor de transporten over het hoogspanningsnet.

Naast het bijstoken van biomassa in kolencentrales is de laatste jaren ook een aantal kleinschalige installaties voor biomassa zoals Schijndel, Cuijk en Lelystad in gebruik genomen. Het potentieel van deze optie is volgens een recente studie van ECN (Bron: Energie Markt Trends 2001, ECN 2001) echter gering en zal zich beperken tot nichemarkten.

## 4.4 Binnenlandse productiecapaciteit

De samenstelling van het Nederlandse productiepark alsmede de inzet van de productiemiddelen zijn zeer belangrijke parameters in het proces ter bepaling van de benodigde transportcapaciteit. Ontmanteling van bestaande capaciteit en/of in bedrijfname van nieuw vermogen heeft direct gevolgen voor de inzet van de overige centrales en de uitwisselingen met het buitenland.

De marktverkenning van de ontwikkeling van het productievermogen in Nederland is door tenner uitgevoerd op basis van gesprekken met marktpartijen en door raadpleging van openbare bronnen, zoals rapporten van het Centraal Bureau voor de Statistiek, het Centraal Planbureau en EnergieNed.

### Samenstelling productiepark

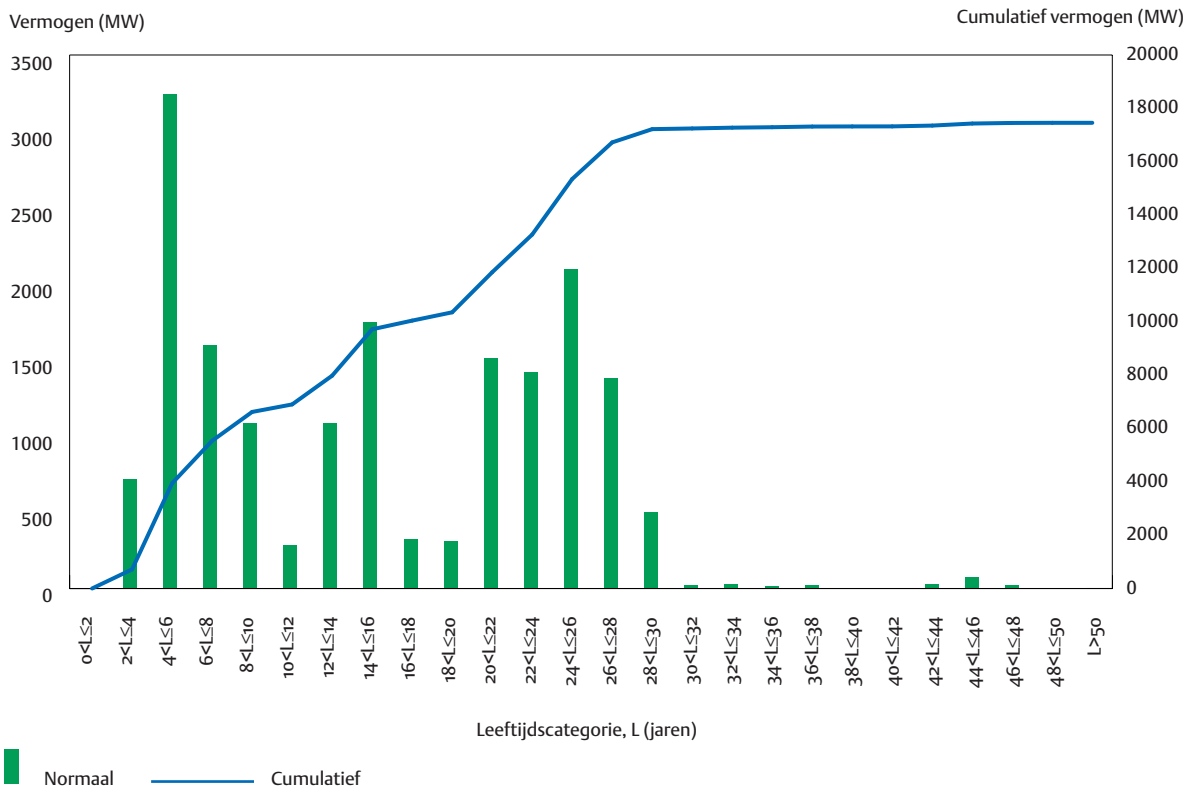
Medio 2002 bedroeg het beschikbare productievermogen in Nederland circa 19.600 MW. Het grootste deel van dit vermogen, circa 15.600 MW, bestaat uit thermische eenheden (inclusief de kerncentrale in Borssele) met een vermogen groter dan 60 MW. Het productievermogen van eenheden kleiner dan 60 MW bedraagt in totaal circa 4.000 MW. Daarvan bestaat circa 3.000 MW uit warmtekrachtvermogen, waaronder 1.500 MW gasmotoren. De resterende 1.000 MW betreft voornamelijk windvermogen, afvalverbrandingsinstallaties en solitaire gasturbines.

### Leeftijdsopbouw productiepark

De huidige lage marktprijzen vormen een stimulans voor het ontmantelen of conserveren van duurdere productiemiddelen. Anderzijds wordt waargenomen dat het voor producenten aantrekkelijk is om deze eenheden voorlopig nog achter de hand te houden, bijvoorbeeld ten behoeve van de markt voor regel- en reservevermogen.

De leeftijdsopbouw van het Nederlandse productiepark is vrij evenwichtig, met een gemiddelde leeftijd van circa 15 jaar. Enkele eenheden hebben echter al een leeftijd bereikt die ligt boven de oorspronkelijke norm van 25 jaar voor uit bedrijfname. Gelet op moderne onderhouds- en inspectiemethodes moet het in principe ook mogelijk zijn om alle eenheden tot het eind van de zichtperiode in bedrijf te houden. Deze veronderstelling is onder andere gebaseerd op gesprekken met producenten en een recente studie van het Jülich onderzoekscentrum in Duitsland (Bron: *German Power Plants: A market Potential for the Plant Construction Sector?*, VGB PowerTech 6/2002). Hieruit blijkt dat met de huidige stand van de techniek het mogelijk moet zijn om de levensduur van centrales met 50% te verlengen.

## Leeftijdsopbouw Nederlands productiepark



Op basis van het bovenstaande wordt uitgegaan van een continuering van de huidige situatie voor de in bedrijf zijnde productiemiddelen voor de totale zichtperiode tot 2010, met uitzondering van de eenheden Lage Weide 5 en Flevo 30. De eigenaren van deze eenheden voeren momenteel studies uit naar de her-inbedrijfname van deze eenheden.

### Ontwikkeling kleinschalige warmtekrachtkoppeling (< 60 MW)

Warmtekrachtkoppeling wordt toegepast bij de opwekking van zowel laagtemperatuurwarmte (stadsverwarming, tuinbouw) als hogetemperatuurwarmte (industrie). Uit oogpunt van energiebesparing vormt warmtekrachtkoppeling een aantrekkelijke optie voor elektriciteitsproductie.

Onder invloed van het Nederlandse energiebeleid (subsidies warmtekrachtkoppeling) is de totale hoeveelheid warmtekrachtvermogen in Nederland in de afgelopen decennia enorm toegenomen. Meer dan de helft van de in Nederland opgewekte elektriciteit komt uit klein- en grootschalig warmtekrachtvermogen. Het Nederlandse productiepark bestaat momenteel voor 40% uit warmtekrachtvermogen. Met deze penetratiegraad behoort Nederland samen met Denemarken (50%) en Finland (35%) tot de koplopers in West-Europa.

Op dit moment zijn de marktomstandigheden in Nederland voor warmtekracht veel minder aantrekkelijk. Nieuwe warmtekrachtprojecten komen nog nauwelijks van de grond en in het laatste jaar zijn zelfs verscheidene warmtekrachtkoppelingseenheden uit bedrijf genomen. Ook wordt een vermindering van de inzet van warmtekrachteenheden waargenomen. De oorzaken van de huidige situatie zijn voornamelijk terug te voeren op een combinatie van hoge gasprijzen en lage elektriciteitsprijzen. Tevens verdwijnen als gevolg van de liberalisering de speciale tarieven voor warmtekrachtkoppeling voor zowel het product (elektriciteit) als de brandstof (gas). Dit type opwekking moet daarom nu concurreren met de andere vormen van elektriciteitsproductie.

Microwarmtekracht voor huishoudens is nog wel een optie die op dit moment in de belangstelling staat. Diverse leveranciers van centrale verwarmingsketels zijn bezig met de ontwikkeling van microwarmtekracht-koppelinginstallaties en de eerste prototypes worden getest. Het zal echter zeker nog een aantal jaren duren voordat er meer duidelijkheid bestaat over het marktpotentieel van deze optie. Voor de komende zeven jaar wordt dan ook aangenomen dat deze optie nog geen significante bijdrage aan de elektriciteitsvoorziening zal leveren.

De verslechterde situatie van de warmtekrachtkoppeling heeft ook aandacht gekregen van de Nederlandse overheid. Met ingang van 1 januari 2002 is een beperkt pakket met aanvullende stimuleringsmaatregelen voor warmtekrachtkoppeling in werking getreden. Dit betreft onder andere de afdrachtkorting voor warmtekrachtkoppeling in de Regulerende Energiebelasting en de verhoging van de Energie Investeringsaftrek.

Dit jaar is de Nederlandse overheid ook gestart met de ontwikkeling van een CO<sub>2</sub>-index die een maat moet gaan vormen voor de feitelijke CO<sub>2</sub>-emissie van warmtekrachtinstallaties. Op basis van deze maatstaf zal de afdrachtkorting specifiek voor de groep van warmtekrachtinstallaties worden aangepast.

Gelet op het feit dat door de liberalisering de mogelijkheden voor beleid om warmtekrachtkoppeling selectief te steunen beperkt zijn, wordt voor de zichtperiode van het Capaciteitsplan aangenomen dat dit type opwekking voorlopig geen sterke concurrentiepositie meer kan innemen en daardoor niet significant zal uitbreiden.

### **Ontwikkeling grootschalig productievermogen**

Momenteel staan er weinig nieuwbouwprojecten op stapel. Dit wordt veroorzaakt door de huidige marktsituatie met een internationale overcapaciteit aan productievermogen en lage prijzen. Gelet op deze zaken zullen de meeste investeringsprojecten zich eerder richten op het in stand houden van bestaande capaciteit dan op nieuwbouw.

In dit Capaciteitsplan wordt, afhankelijk van het gekozen scenario, rekening gehouden met alle of een selectie van de volgende nieuwbouwprojecten:

- Intergen (800 MW in 2003, Botlekgebied)
- Lyondell (68 MW in 2002, Botlekgebied)
- Eenheid Delta Nutsbedrijven (800 MW in 2006, Sloegebied)
- Onbenoemd (600 MW in 2006, locatie Eems of Velsen/IJmuiden of Maasvlakte of Borssele)

Van bovenstaande projecten zijn de eerste twee zeker. Het Delta-project begint duidelijke vorm te krijgen en naar verwachting zal in het komend jaar het onderzoek naar de economische haalbaarheid van dit project worden afgerond. Het laatste project is gebaseerd op mogelijke ontwikkelingen in gasprijzen waardoor de concurrentiepositie van elektriciteitsproducenten in Nederland zal toenemen en er ruimte komt voor additionele nieuwbouw van gasvermogen. Hierbij is vanuit het oogpunt van beschikbaarheid van koelwater aangenomen dat deze eenheid op een zeelocatie uit het SEV gebouwd zal worden.

Alle concrete nieuwbouwprojecten zullen bestaan uit gasgestookte eenheden. Voor nieuwbouw van kolengestookt vermogen is op dit moment nauwelijks belangstelling. De investeringskosten voor dit type centrales zijn namelijk veel hoger dan voor gascentrales en er bestaan onzekerheden over een eventuele Europese CO<sub>2</sub>-belasting.

## 4.5 Buitenlandse productiecapaciteit

Momenteel heeft Europa te maken met een overcapaciteit aan productievermogen. Eén van de gevolgen van dit overschot is het huidige lage prijsniveau op spotmarkten, dat het marginale variabele kostenniveau lijkt te benaderen. Naar verwachting zullen de reservemarges de komende jaren afnemen door onder andere plannen voor sluiting van kerncentrales in Europa.

Als uitgangspunt is voor dit plan ten aanzien van de ontwikkeling van het buitenlandse productievermogen aangenomen dat per land minstens een reservemarge van 20% blijft bestaan. Deze 20%-marge is een grove norm, die gebaseerd is op internationale praktijkervaringen met voorzieningszekerheid in een geliberaliseerde marktomgeving. Hierbij is de oude definitie van reservemarge gehanteerd, namelijk het overschot van opgesteld productievermogen in een land ten opzichte van de binnenlandse piekvraag. Dit criterium is niet bruikbaar voor het inschatten van de langetermijnleveringszekerheid, omdat opties aan de vraagzijde daarin niet kunnen worden verdisconteerd. Op dit moment werkt tennet aan een systematiek waarmee de adequaatheid van de aanbodzijde van de Nederlandse elektriciteitsmarkt wel kan worden beoordeeld. Deze systematiek zal in ons toekomstig monitoringssysteem voor de bewaking van de leveringszekerheid worden ingebouwd.

Als gevoeligheid is ook verondersteld dat pas nieuw vermogen wordt geïnstalleerd als de reservemarge daalt tot 8%, het niveau van de reservemarge gedurende de elektriciteitscrisis in Californië.

## 4.6 Brandstofprijzen

Brandstofprijzen spelen een essentiële rol bij de inzet en eventuele nieuwbouw van centrales. Momenteel bestaat het brandstoffenpakket van de Nederlandse elektriciteitscentrales hoofdzakelijk uit gas en kolen.

De kolenmarkt ontwikkelt zich hoofdzakelijk onder invloed van heel andere factoren, zoals beschikbaarheid en vrachtprijzen. Analyse van de historische prijsontwikkeling van beide brandstoffen laat zien dat kolenprijzen met een zekere vertraging structurele veranderingen in olieprijsen volgen. Verder speelt de verhouding van de wisselkoers tussen euro en dollar een belangrijke rol voor de kolenprijs in Nederland.

Tot op heden worden de gasprijzen in Nederland en andere Europese landen nog bijna volledig bepaald door het marktwaardeprincipe. Dit betekent dat de prijs van gas voor grootverbruikers gekoppeld is aan stookolie en voor kleinverbruikers aan huisbrandolie. Door de komst van onafhankelijke aanbieders en vragers van gas zal in de toekomst een meer directe *gas-to-gas competition* ontstaan. Alhoewel er signalen zijn die er op duiden dat de *commodity* prijs voor gas zal dalen, is een goede voorspelling van de prijsontwikkeling op dit moment nog moeilijk te geven. De liberalisering van de gasmarkt is namelijk nog in volle gang en het is nog onduidelijk hoe dit zijn weerslag zal hebben op het mechanisme van vraag en aanbod.

Het enige dat voor de komende jaren vrij zeker is, is dat gasprijzen tussen Groot-Brittannië en het vaste land van Europa zullen convergeren naar een gelijkwaardig niveau. De laatste tijd vertonen de gasprijzen in Groot-Brittannië reeds een stijgende tendens. Deze tendens lijkt te worden veroorzaakt door de opening van de pijplijn tussen Groot-Brittannië (Baxton) en België (Zeebrugge). Mede gelet op het afnemen van de gasvoorraden in Groot-Brittannië gaan de meeste prognoses er verder vanuit dat Groot-Brittannië in de komende jaren zal veranderen van een netto exporteur naar een netto importeur van gas.

Voor de zichtperiode van het Capaciteitsplan wordt de prijs van Gasunie voor industriële klanten voor 2001 als uitgangspunt genomen voor alle landen behalve Duitsland. Voor dit land wordt een toeslag van 20% aangenomen. Deze toeslag is gebaseerd op gegevens van de *International Energy Agency* over gasprijzen voor Duitse en Nederlandse elektriciteitsproducenten.

Als gevoeligheid is aangenomen dat het verschil tussen gas- en kolenprijs zodanig verandert dat een aanzienlijk deel van het kolengestookt elektriciteitsproductievermogen verdrongen wordt door gasgestookt vermogen. Factoren die dit kunnen veroorzaken zijn:

- De liberalisering van de gasmarkt in Europa. De Europese Commissie is, ingegeven door bezorgdheid over een toenemende afhankelijkheid van een beperkt aantal leveranciers, bezig met de ontwikkeling van een competitieve Europese gasmarkt. Zo heeft de EU-commissie de Noorse overheid gedwongen de door de staat gecontroleerde Gasonderhandelingscommissie op te heffen. Deze commissie nam een

centrale positie in bij de afsluiting van gascontracten voor de lange termijn door Noorse gasproducenten. De Europese Commissie voert tevens druk uit op gasproducenten om de zogenaamde bestemmingsclausules uit gascontracten te verwijderen. Deze clausules verbieden bedrijven om gas in andere markten door te verkopen;

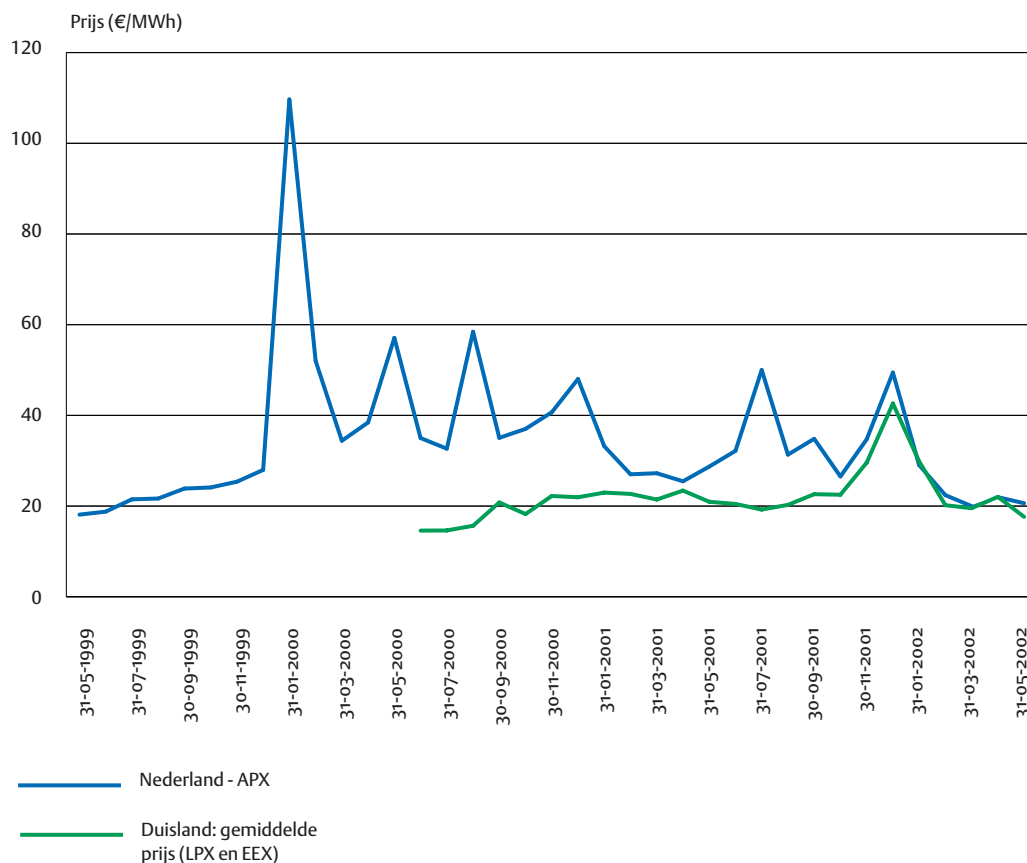
- Een vergroting van de rol van Rusland op de Europese energiemarkt. De privatisering/liberalisering van de Russische gasector, waardoor de gasproductie in Rusland meer dan in het verleden gebaseerd wordt op bedrijfsmatige criteria, is hiervoor een eerste stap. In een tweede stap zal nog een uitbreiding van de transportcapaciteit tussen Rusland en de rest van Europa moeten worden gerealiseerd;
- Lagere gastarieven voor transport- en systeemdiensten. Toezichthouders in Europa voeren reeds de druk op gastransportbedrijven op om de tarieven te verlagen. In Nederland heeft de DTe hiertoe reeds een stap gezet;
- De implementatie van een pan-Europese CO<sub>2</sub>-belasting of emissiehandel. Vanwege de hogere CO<sub>2</sub>-uitstoot van kolencentrales ten opzichte van gascentrales, zal dit direct leiden tot een verslechtering van de concurrentiepositie van kolengestookt vermogen.

## 4.7 Concurrentieverhoudingen

### Beursprijzen

In 2001 lagen de prijzen van de spotmarkt voor elektriciteit in Nederland aanzienlijk boven het niveau in Duitsland en Frankrijk. Begin 2002 is hier een wijziging in gekomen en zijn de prijzen van beide spotmarkten geconvergeerd naar een gelijk niveau.

**Basislast prijzen van elektriciteit op Duitse en Nederlandse spotmarkten**



De convergentie in prijzen tussen LPX en APX wordt voornamelijk veroorzaakt door een stijging van prijzen op de LPX. In de winter van 2002 lagen de prijzen op de LPX gemiddeld 8 €/MWh hoger dan het jaar ervoor. Deze prijsverhoging lijkt te worden ingegeven door het streven van Duitse elektriciteitsproducenten om de prijzen naar een meer kostendekkend niveau te krijgen, onder andere via sluiting van oude eenheden.

## Contractprijzen

De volgende tabel laat zien dat het prijsverschil tussen basislastcontracten op de *over-the-counter*-markten in enerzijds Nederland en anderzijds Duitsland en Frankrijk in 2002 is afgenomen. De convergentie in prijzen lijkt zich echter niet door te zetten. Op basis van Platts-noteringen over langetermijncontracten tot 2005 blijkt dat het prijsverschil tussen enerzijds Nederland en anderzijds Frankrijk en Duitsland zich stabiliseert op ongeveer 7€/MWh.

### Groothandelsprijzen elektriciteit (basislast, Euro/MWh)

Land	<i>over-the-counter</i> -markt 2001*	<i>over-the-counter</i> -markt 2002*
Frankrijk	24,37	23,03
Duitsland	23,23	23,88
Nederland	33,21	30,48

\* Bron: Platts European Power Daily

Eind 2001 zijn de handelsvolumes op een aantal contractmarkten aanzienlijk afgenomen door het wegvallen van Enron. Met name de prille markten in Spanje en in landen van Centraal Europa werden hierdoor hard geraakt en ook de contractmarkten in Duitsland en Frankrijk hadden te leiden onder het Enron-debacle. De Enron-affaire heeft eind vorig jaar dan ook duidelijk diepe sporen achtergelaten in de Europese elektriciteitsmarkt en heeft geleid tot:

- een aanzienlijke reductie van de transparantie op *over-the-counter*-markten, omdat deelnemers aan *over-the-counter*-markten geen gebruik meer konden maken van Enron-online als openbare bron van *over-the-counter*-prijzen;
- een aantasting van de liquiditeit van de totale markt. Enron was actief in bijna alle energie-gerelateerde markten. De markt wachtte medio 2002 nog steeds op nieuwe marktleiders die bereid waren om het vacuüm van Enron op te vullen;
- een toename in de kosten voor verzekeren van krediet-risico's. Het faillissement van Enron heeft geleid tot de verlaging van de kredietwaardigheid van veel andere spelers in de elektriciteitsmarkt, waardoor kosten voor risicofinanciering zijn toegenomen.

Gelet op het feit dat de *forward* prijzen van de verschillende marktgebieden zich in de komende jaren op een gelijk niveau blijven begeven, is voor de zichtperiode als uitgangspunt gekozen dat de huidige concurrentieverhoudingen tussen de verschillende deelmarkten, met hogere prijzen voor elektriciteit in Nederland, blijven bestaan. Als gevolg is aangenomen dat de prijzen naar een gelijk niveau zullen convergeren.



## 4.8 Internationale scenario's

Om de impact van de sleutelvariabelen uit de voorgaande paragraaf te onderzoeken, zijn een viertal internationale scenario's ontwikkeld. Elk scenario is gebaseerd op een consistente combinatie van de verschillende variabelen uit voorgaande paragrafen. De scenario's zijn zodanig ontworpen dat alle belangrijke toekomstige trends onafhankelijk van elkaar worden belicht. Bijvoorbeeld een relatief lage groei van de belasting is gecombineerd met de consequenties van de implementatie van het Kyoto protocol, zoals hoge brandstofprijzen ten gevolge van een CO<sub>2</sub>-belasting en grote investeringen in een duurzame ontwikkeling.

Naast deze sleutelvariabelen zijn in de scenario's ook potentiële ontwikkelingen in de uitbreiding van de netcapaciteit betrokken, zoals verzwaring van de interconnectorcapaciteit tussen Frankrijk en België en zeekabelverbindingen met Groot-Brittannië en Noorwegen. De belangrijke kenmerken van de vier scenario's zijn:

### Referentiescenario

Dit scenario moet gezien worden als een extrapolatie van de huidige situatie, waarbij is uitgegaan van:

- een ontwikkeling in het elektriciteitsverbruik voor Nederland direct gecorreleerd aan de groei van het BNP en voor de overige landen conform verwachtingen van de International Energy Agency;
- een groei van het opgestelde vermogen in Nederland met 900 MW door nieuwe eenheden van Intergen (800 MW) en Lyondell (100 MW), beide gesitueerd in de Botlek;
- geen ontmanteling van bestaande productiemiddelen;
- een groei van het windvermogen in Nederland tot 2010 met circa 700 MW;
- de realisatie van een kabelverbinding met Groot-Brittannië in 2006 met een vermogen van 1320 MW en een verhoging van de interconnectorcapaciteit tussen België en Frankrijk van 1000 MW;
- een voorrang voor kolengestookt vermogen in de *merit order* ten opzichte van gasgestookt vermogen;
- handhaving van gasprijzen op het huidige niveau, waarbij de gasmarkt in Duitsland minder concurrerend is dan in de rest van West-Europa;
- het continueren van de elektriciteitsprijzen voor grootverbruikers op de diverse Europese markten op het gemiddelde prijsniveau van 2001.

### Scenario Gas-regeert

Het scenario Gas-regeert is bedoeld om een realistische inschatting te krijgen van de internationale effecten van verdringing van kolengestookt vermogen door gasgestookt vermogen, door een daling van de gasprijs volgens de lijn zoals in paragraaf 4.6. beschreven.

Ten opzichte van de het Referentiescenario zijn de volgende onzekerheden afwijkend:

- een groei aan nieuwbouw van productievermogen in Nederland met 2300 MW, bestaande uit de Intergen- en Lyondell-eenheden uit het Referentiescenario, een nieuwe gaseenheid in het Sloegebied van Delta en een nieuwe gaseenheid op een van de bestaande Nederlandse zeeproductielocaties (Eemshaven, Maasvlakte of Borssele (Sloegebied));
- de kolen- en gasprijzen wijzigen zodanig dat kolengestookt vermogen hogere kosten kent ten opzichte van gas;
- zowel de kabelverbindingen naar Groot-Brittannië als naar Noorwegen worden in 2006 gerealiseerd.

### Scenario Groen

In het scenario Groen wordt uitgegaan van een versnelde invoering van overheidsmaatregelen om een duurzame energievoorziening te stimuleren. Het scenario Groen veronderstelt de volgende verschillen ten opzichte van het Referentiescenario:

- een halvering van de groei van de belasting voor alle beschouwde landen;
- een extra binnenlandse groei van het windvermogen met 3000 MW in de periode tot 2010 ten opzichte van het Referentiescenario door de aanleg van (*offshore*) windparken.
- buiten Nederland wordt zodanig in duurzaam geïnvesteerd dat de EU-doelstellingen worden bereikt;
- gas wordt, identiek aan het scenario Gas-regeert, binnen Europa de preferente en goedkopere brandstof voor elektriciteitsopwekking.

### Capaciteitscrisisscenario

Het Capaciteitscrisisscenario is ontwikkeld om een gevoel te krijgen voor de gevolgen van sterke verlagingen van de reservecapaciteit binnen Europa, zoals opgetreden in Californië ten tijde van de energiecrisis aldaar.

Ten opzichte van het Referentiescenario kenmerkt dit scenario zich door:

- een lage groei in nieuwbouw van productievermogen, waardoor zowel in Nederland als de omringende landen de reservemarge in productievermogen afneemt tot 8%;
- zowel de zee kabelverbinding met Groot-Brittannië als met Noorwegen en de uitbreiding van de Belgisch-Franse interconnector gaan niet door;
- het convergeren van de elektriciteitsprijzen voor grootverbruikers op de diverse Europese markten naar een gelijk prijsniveau.

## 4.9 Modelberekeningen

Op basis van onderstaande uitgangspunten zijn met behulp van het IREM (Inter-Regional Electric Market) model berekeningen uitgevoerd om de verschillende elektriciteitsmarkten in Nederland, België, Frankrijk, Duitsland, Groot-Brittannië en Noorwegen te simuleren.

### Uitgangspunten voor scenario's

	Referentie	Gas-regeert	Groen	Capaciteitscrisis
Belastinggroei	1,4% 2002-2003 2,6% 2004-2009	1,4% 2002-2003 2,6% 2004-2009	Halvering groei na 2006	1,4% 2002-2003 2,6% 2004-2009
Nieuwbouw binnenland	900 MW	2.300 MW	1.700 MW	geen
Nieuwbouw Duurzaam binnenland	700 MW wind biomassa (bijstoken)	700 MW wind biomassa (bijstoken)	3700 MW wind biomassa (bijstoken)	700 MW wind biomassa (bijstoken)
Uitbreiding Interconnectorcapaciteit	België-Frankrijk Nederland- Groot Brittannië	België-Frankrijk Nederland- Groot Brittannië Nederland- Noorwegen	België-Frankrijk Nederland- Groot Brittannië	geen
Gasprijs	Huidige niveau met hogere prijs in Duitsland	Gasprijs relatief laag ten opzichte van kolenprijs	Gasprijs relatief laag ten opzichte van kolenprijs	Huidige niveau met hogere prijs in Duitsland
Concurrentieverhoudingen	Internationale prijs- verhoudingen 2001	Internationale prijs- verhoudingen 2001	Internationale prijs- verhoudingen 2001	Gelijke prijzen op EU-markt

Het IREM-model is een computermodel waarin de inzet van productiemiddelen en handelspatronen tussen elektriciteitsmarkten wordt gesimuleerd. Invoerparameters voor het model zijn:

- kosten van elektriciteitsproductie van de verschillende bedrijven per land;
- karakteristieken van de verschillende hoogspanningsnetten, inclusief beschikbare transportcapaciteit tussen landen.

Door het simuleren van handel tussen bedrijven totdat alle optimalisatiemogelijkheden zijn uitgeput, of totdat een transportknelpunt is bereikt, worden de inzet van productiemiddelen en de vermogensstromen voor de verschillende geografische regio's bepaald.

### Resultaten Referentiescenario

De resultaten van de berekeningen van de uitwisseling van energie tussen Nederland en Duitsland, België en Groot-Brittannië voor het Referentiescenario laten zien dat Nederland in de periode tot 2010:

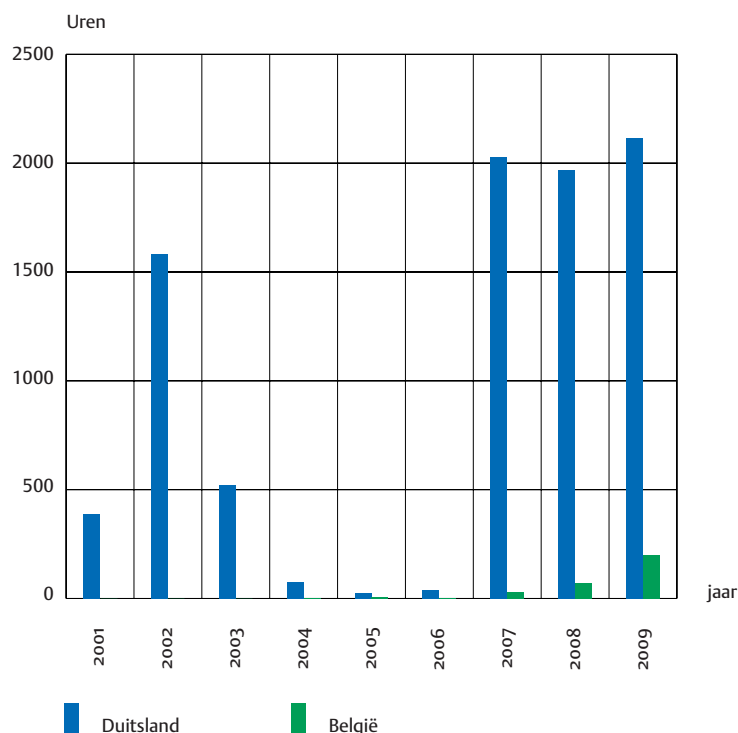
- een netto importeur van elektriciteit blijft, door importen vanuit Duitsland;
- per saldo nauwelijks energie naar België zal importeren of exporteren;
- als *transitland* zal optreden voor energie vanuit Duitsland en België naar Groot-Brittannië.

### Netto uitwisseling van energie tussen Nederland en omliggende landen



Voor de ontwikkeling van het hoogspanningsnet is verder ook gekeken naar de congestie op de verschillende grensoverschrijdende verbindingen. Het volgende figuur toont het verwachte aantal uren aan congestie op de grensoverschrijdende verbindingen met België en Duitsland.

### Congestie op de landsgrensoverschrijdende verbindingen met Duitsland en België (Referentiescenario)



Deze analyse laat zien dat tijdens de eerste helft van de studieperiode de verbindingen met België en Duitsland slechts een gering percentage in de tijd volledig belast worden. De afname in belasting in 2002 en 2003 wordt veroorzaakt door de in bedrijfname van de dwarsregeltransformatoren in Meeden.

In voorgaande analyse is geen rekening gehouden met de import van duurzame elektriciteit. Deze import is in de loop van 2002 plotseling zeer sterk toegenomen en zal, gelet op de explosief gegroeide vraag naar duurzame elektriciteit en het beperkte binnenlandse aanbod, naar verwachting de komende jaren nog op een hoog niveau gehandhaafd blijven. Of deze hoge importen ook op de lange termijn zullen aanhouden is nog onduidelijk. Dit zal ondermeer afhangen van de internationale marktontwikkelingen van deze vorm van elektriciteit en de mogelijke harmonisatie van Europese regelgeving.

Uit het voorgaande figuur blijkt verder dat na 2006 de congestie op met name de Duitse verbindingen weer zal toenemen. Deze toename wordt grotendeels veroorzaakt door de uitbreiding van de interconnectorcapaciteit tussen België en Frankrijk in 2006, waardoor meer stroom uit Frankrijk naar de Nederlandse grens kan worden getransporteerd. Het grootste knelpunt dat dan nog in het internationale transportnet resteert, is de verbinding tussen Frankrijk en Duitsland.

Gelet op deze ontwikkeling ten aanzien van duurzame opwekking en het feit dat na 2006 de druk op de interconnectors weer kan toenemen, door uitbreiding van de transportcapaciteit tussen Frankrijk en België, is tenner een studie gestart naar verdere uitbreiding van de importcapaciteit.

## Resultaten overige scenario's

De belangrijkste resultaten van de modelberekeningen voor de overige scenario's voor de steekjaren 2003 en 2008 zijn:

### Netto uitwisseling met Nederland voor ieder scenario (TWh)

	Duitsland		België		Groot-Brittannië		Noorwegen		Totaal	
	2003	2008	2003	2008	2003	2008	2003	2008	2003	2008
Referentie	20.7	23.5	1.5	-0,8	-----	-5.3	-----	-----	22.1	17.4
Gas-regeert	-6.6	-13.1	3.5	2.3	-----	-5.0	-----	-4.3	-3.2	-20.1
Groen	-5.6	-4.4	4.1	4.4	-----	-4.0	-----	-----	-1.5	-3.9
Capaciteitscrisis	18.0	16.3	0,5	-0.4	-----	-----	-----	-----	18.5	15.9

Uit deze tabel blijkt dat Nederland:

- bij het scenario Groen en Gas-regeert een netto exporteur van elektriciteit wordt, omdat een daling van de gasprijs leidt tot een hogere inzet van gasgestookt vermogen ten koste van kolengestookt vermogen;
- een netto exporteur van elektriciteit naar Groot-Brittannië zal worden;
- In het scenario Gas-regeert een netto exporteur naar Noorwegen zal worden. De resultaten van de berekeningen waarin in het Referentiescenario de kabelverbinding naar Noorwegen is meegenomen laten zien dat Nederland ook een grote importeur van Noorse elektriciteit kan zijn. Doorslaggevend is hierbij de beschikbaarheid van Noorse waterkracht in periodes met veel of weinig neerslag.

## 4.10 Keuze landelijke transportscenario's en varianten

### Landelijke scenario's

Voor het uitvoeren van de netanalyse is het Capaciteitscrisis scenario afgevalen voor verdere evaluatie. Vanuit het oogpunt van netontwikkeling is deze variant niet onderscheidend ten opzichte van de huidige situatie (referentie). Daarnaast wordt de kans op afname van de totale internationale productiecapaciteit tot een reservemarge van 8% in de periode tot 2010 zeer laag ingeschat.

Het Referentiescenario is een belangrijk scenario voor het Capaciteitsplan 2003-2009 om, uitgaande van de huidige situatie een goede inschatting te kunnen maken van de effecten op het net van de concrete projecten voor nieuwbouw van productievermogen.

Het scenario Groen is vanuit maatschappelijk oogpunt een belangrijk scenario voor het Capaciteitsplan, omdat in deze variant alle beleidsplannen van de Nederlandse overheid voor de verduurzaming van de elektriciteitsvoorziening zijn meegenomen.

Het scenario Gas-regeert is ook een scenario dat nadere uitwerking verdient, omdat een daling van de gasprijs grote effecten kan hebben op de concurrentiepositie van de Nederlandse producenten, waardoor Nederland een netto exporteur van elektriciteit kan worden.

Gelet op het feit dat het scenario Groen en Gas-regeert zekere trendbreuken ten opzichte van de huidige elektriciteitsmarkt zal inhouden, die niet van vandaag op morgen te realiseren zijn, is besloten om deze scenario's pas vanaf 2006 te laten ingaan. Het Referentiescenario daarentegen wordt voor de hele planningsperiode beschouwd.

### **Landelijke variant**

In tegenstelling tot de internationale scenario's uit paragraaf 4.8 zijn in de landelijke scenario's, om de hoeveelheid *loadflow*-berekeningen te beperken, de zeekabelverbindingen naar Groot-Brittannië en Noorwegen in een aparte variant onderzocht. Als basis voor deze zeekabelvariant is het Referentiescenario genomen. Bij het uitvoeren van de netberekeningen zijn voor deze variant alle mogelijkheden van import, export en nultransporten met de zeekabelverbinding doorgerekend. Met deze kabelverbindingen kunnen namelijk zowel situaties van import als export optreden. Voor de kabelverbinding naar Groot-Brittannië zullen bijvoorbeeld in het algemeen de exportsituaties overheersen. Echter tijdens werkdagen kunnen in de ochtend ook importsituaties optreden waarbij Groot-Brittannië door het uur tijdsverschil een deel van de Nederlandse ochtendpiek opvangt.

De resultaten van de netberekeningen met deze variant geven een zelfstandig beeld van het effect van het gebruik van deze zeekabelverbindingen, dat ook te gebruiken is voor de andere twee scenario's.

### **Regionale varianten**

In de landelijke scenario's en de zeekabelvariant is met name de situatie in het 380 kV- en 220 kV-net, inclusief de grensoverschrijdende verbindingen onderzocht. Voor een nadere beschouwing van de koppelpunten van regionale netten aan het landelijk hoogspanningsnet zijn per regio varianten geanalyseerd. Voor elke regio zijn hiertoe in overleg met de desbetreffende regionale netbeheerder variaties gekozen ten aanzien van de productie, de belasting en de netsituatie.

Aan het net van Tennet zijn de netten van de volgende acht regionale netbeheerders gekoppeld: Essent Netwerk Noord N.V., N.V. Continuon Netbeheer (Friesland), N.V. Continuon Netbeheer (Flevoland-Gelderland-Utrecht), Noord-West Net N.V., B.V. Transportnet Zuid-Holland, Delta Netwerkbedrijf B.V., Essent Netwerk Brabant bv en Essent Netwerk Limburg bv. De beschrijving van de regionale varianten en de resultaten van de *loadflow*-berekeningen worden gegeven in hoofdstuk 6.





## 5. Overzicht huidige netten

### 5.1 Landelijk 380 kV- en 220 kV-hoogspanningsnet

tennet voert in Nederland het beheer over het 380 kV- en 220 kV-net en daarnaast over de verbindingen met de regionale netbeheerders (transformatoren) en de buitenlandverbindingen tot aan de grens met België en Duitsland. De geografie van het net per 1 januari 2002 is in de figuur op de binnenkant van de omslag aangegeven. In de volgende tabellen zijn ook de netaanpassingen opgenomen die in 2002 zijn afgerond.

#### Overzicht 220 kV-verbindingen

Tracés binnenland	Lengte (km)\aantal	Circuits circuit (MVA)	Capaciteit per lengte	Circuits
Ens-Hessenweg	31,5	2	953	63,0
Ens-Oudehaske	43,3	2	953	86,6
Hessenweg-Zijerveen	64,0	1	457	64,0
Louwsmeer-Bergum	10,8	2	953	21,6
Oudehaske-Louwsmeer	28,3	2	953	56,6
Eemshaven-Weiwerd	24,2	2	953	48,4
Eemshaven-Eemshaven Oost	0,9	2	230	1,8
Vierverlaten-Bergum	33,3	2	953	66,6
Vierverlaten-Eemshaven	40,0	2	884	80,0
Vierverlaten-Eemshaven*	39,9	2	884	79,8
Weiwerd-Meeden	29,0	2	953	58,0
Zeyerveen-Vierverlaten	22,7	2	457	45,4
<b>Totaal</b>	<b>367,0</b>	<b>21</b>		<b>671,8</b>

\* als één circuit van 953 MVA aangesloten

De bovenstaande tabel geeft een overzicht van de omvang en capaciteit van het 220 kV-net in de provincies Groningen, Drenthe en Overijssel. Het 220 kV-net is gekoppeld met het 380 kV-net via een aantal transformatoren waarvan de locaties en gegevens zijn vermeld in de volgende tabel.

#### Overzicht transformatoren voor koppeling 220 kV-net aan 380 kV-net

Station	primaire spanning [kV]	secundaire spanning [kV]	capaciteit [MVA]
Eemshaven	380	220	750
Ens	380	220	500
	380	220	500
Meeden	380	220	750
<b>Totaal</b>			<b>2500</b>

## Overzicht 380 kV-verbindingen

Tracés binnenland	Lengte (km)	Circuits aantal	Capaciteit per circuit (MVA)	Circuits Lengte
Crayestein-Maasvlakte	66,4	2	1.218	132,8
Diemen-Ens	71,4	2	1.645	142,8
Doetinchem-Dodewaard	45,4	2	1.645	90,8
Doetinchem-Hengelo	58,7	2	1.645	117,4
Geertruidenberg-Borssele	99,5	1	450	99,5
Geertruidenberg-Eindhoven	63,9	3	1.645	191,7
Geertruidenberg-Krimpen	34,0	2	1.645	68,0
Krimpen-Bleiswijk	18,6	1	500	18,6
Krimpen-Crayestein	14,8	2	2.633	29,6
Krimpen-Diemen	57,6	2	1.645	115,2
Maasbracht-Dodewaard	99,7	2	1.645	199,4
Maasbracht-Eindhoven	48,7	2	1.645	97,4
Meeden-Eemshaven	37,6	2	2.633	75,2
Zwolle-Ens	32,0	2	1.645	64,0
Zwolle-Hengelo	60,2	2	1.645	120,4
Zwolle-Meeden	107,7	2	2.633	215,4
<b>Totaal</b>	<b>916,2</b>	<b>31</b>		<b>1778,2</b>

De voorgaande tabel geeft een overzicht van de 380 kV-verbindingen. Voor de beheersing van de spanning tijdens situaties met lage belasting heeft tenner op verschillende stations blindstroomcompensatiespoelen geïnstalleerd (zie volgende tabel).

## Overzicht 50 kV- laadstroomcompensatiespoelen

Station	Mvar
Diemen	45
Dodewaard	90
Doetinchem	90
Eems	50
Ens	150
Geertruidenberg	45
Krimpen	90

De aansluiting met de transportnetten van België en Duitsland vindt plaats via vijf verbindingen die in totaal tien circuits bevatten (zie volgende tabel). Naast deze verbindingen is er ook nog een 164 MVA-verbinding op 150 kV-niveau met België tussen Maldegem en Oostburg die als noodkoppeling fungeert. In de tabel wordt de capaciteit van de circuits in zowel Nederland als het buitenland opgegeven. De laagste waarde bepaalt de capaciteit van het totale circuit.

## Overzicht grensoverschrijdende 380 kV-verbindingen

Circuits tot aan de grens							
Land	Buitenlandse Netbeheerder	Begin- en eindstation	Lengte (km)	Circuits aantal	Circuit-lengte (km)	cap.circuit Nederland (MVA)	cap. circuit buitenland (MVA)
België	ELIA	Borssele-Zandvliet	47,9	1	47,9	450	1.645
		Geertruidenberg-Zandvliet	65,7	1	65,7	1.645	1.645
		Maasbracht-Meerhout	8,4	1	8,4	1.645	1.420
		Maasbracht-Lixhe/Gramme	8,4	1	8,4	1.645	1.350
Duitsland	E.ONNetz	Meeden-Conneforde	16,9	1	16,9	1.645	1.370
		Meeden-Diele	16,9	1	16,9	1.645	1.370
	RWE Net	Hengelo-Gronau	16,5	2	32,9	1.645	710
		Maasbracht-Siersdorf	11,0	1	11,0	1.710	1.710
		Maasbracht-Rommerskirchen	11,0	1	11,0	1.710	1.710
		<b>Totaal</b>	<b>202,7</b>	<b>10</b>	<b>219,1</b>		

## 5.2 Aansluiting Regionale Netbeheerders

De aansluiting tussen het landelijk hoogspanningsnet en de regionale netten bestaat uit koppelpunten. Alle regionale netbeheerders zijn aangesloten via één of meerdere koppelpunten, waarin één of meerdere transformatoren zijn opgesteld. De volgende tabel geeft een overzicht van de koppelpunten per regionaal net met vermelding van de capaciteit van de opgestelde transformatoren.

### Overzicht koppelpunten Regionale Netbeheerders

Netbeheerder	Regio	koppelpunt	primaire spanning kV	secundaire spanning kV	capaciteit MVA
Essent Netwerk Noord	Overijssel, Groningen en Drenthe	Hessenweg	220	110	370
			220	110	350
		Hengelo	220	110	350
			380	110	350
		Vierverlaten	380	110	350
			220	110	200
			220	110	200
			220	20	80
		Meeden	220	20	80
			220	110	370
			220	20	48
		Zeyerveen	220	20	48
			220	110	200
			220	110	200
		Weiwerd	220	110	350
			220	20	48
			220	20	48
			220	20	48
		Eemshaven Oost	220	20	48
			220	20	48
<b>Totaal Regio</b>					<b>3738</b>
Essent Netwerk Brabant	Noord-Brabant	Eindhoven	380	150	500
			380	150	450
			380	150	450
		Geertruidenberg	380	150	450
			380	150	450
			380	150	450
<b>Totaal Regio</b>					<b>2750</b>
Essent Netwerk Limburg	Limburg	Maasbracht	380	150	450
			380	150	450
			380	150	450
		Boxmeer	380	150	500
		<b>Totaal Regio</b>			

Continuon Netbeheer	Gelderland en Flevoland	Dodewaard	380	150	500
			380	150	450
			380	150	450
		Lelystad	380	150	500
		Doetinchem	380	150	450
		<b>Totaal Regio</b>			<b>2350</b>
Friesland	Friesland	Oude Haske	220	110	200
			220	110	200
		Louwsmeer	220	110	200
			220	110	200
		Bergum	220	110	200
			220	110	200
		<b>Totaal Regio</b>			<b>1200</b>
Noord-West Net	Noord-Holland	Diemen	380	150	450
			380	150	450
			380	150	500
			380	150	450
		<b>Totaal Regio</b>			<b>1850</b>
Delta Netwerkbedrijf	Zeeland	Borssele	380	150	450
			380	150	450
		<b>Totaal Regio</b>			<b>900</b>
Transportnet Zuid-Holland	Zuid-Holland	Krimpen	380	150	450
			380	150	500
			380	150	450
		Crayestein	380	150	450
			380	150	450
			380	150	500
		Maasvlakte	380	150	450
			380	150	450
		Bleiswijk	380	150	500
<b>Totaal Regio</b>			<b>4200</b>		

\* De in Maasbracht opgestelde reservetransformator maakt geen onderdeel uit van de verbinding

### 5.3 Wijzigingen in de periode 2001-2002

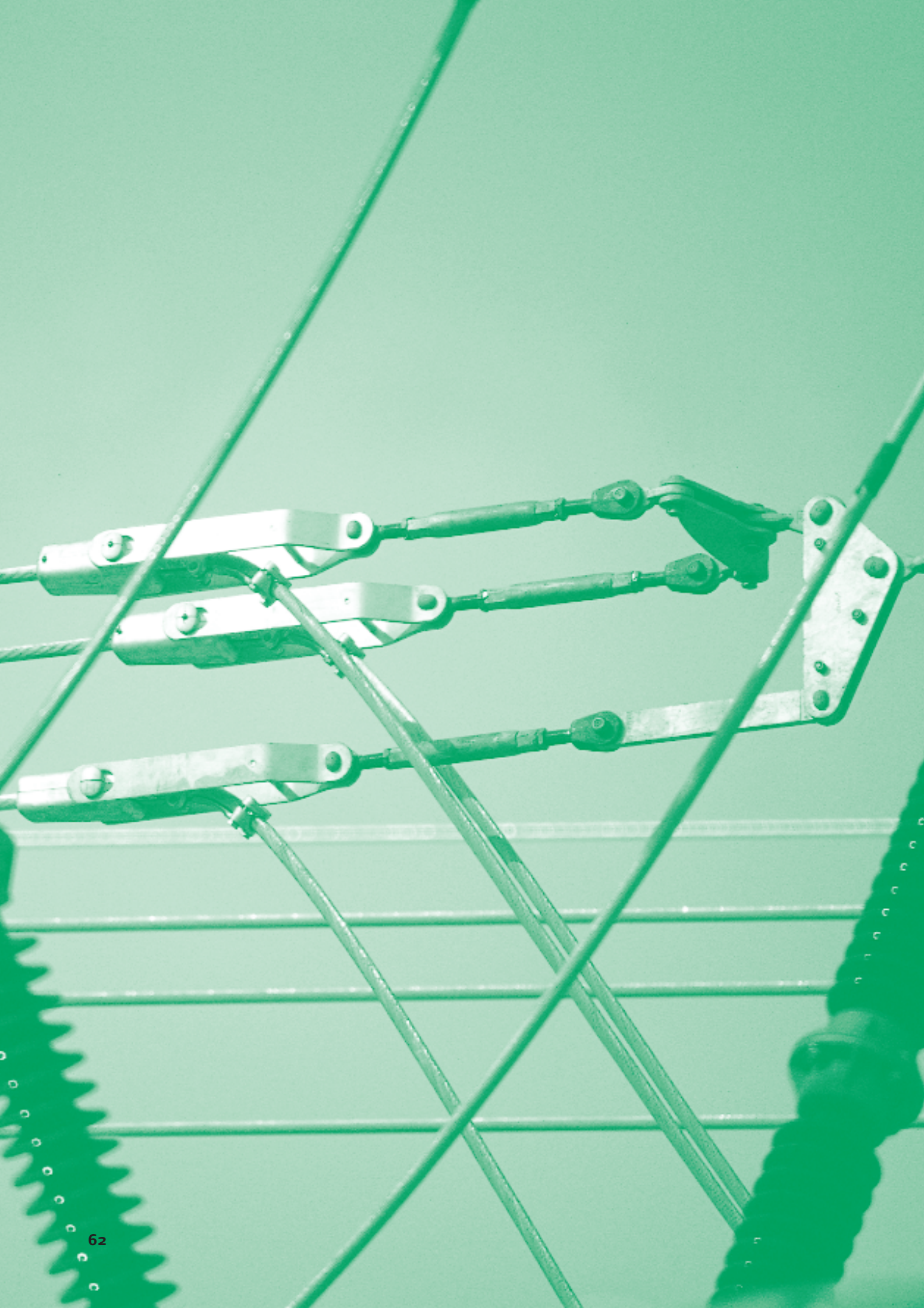
In de twee jaar voorafgaand aan het huidige Capaciteitsplan zijn er wijzigingen in het 380 kV- en 220 kV-net aangebracht, waardoor de transportcapaciteit van sommige verbindingen en koppelpunten is vergroot en de spanningshuishouding in bepaalde netdelen is verbeterd (zie volgende tabel).

#### Netaanpassingen in de periode 2001-2002

Object	Locatie	Capaciteit	In bedrijf	Uit bedrijf
220/110 kV-transformator	Hessenweg	260 MVA		2001
220/110 kV-transformator	Hessenweg	260 MVA		2001
220/110 kV- reservetransformator	Meeden	370 MVA		2001
220/110 kV- transformator	Hessenweg	370 MVA	2001	
220/110 kV- transformator	Hessenweg	350 MVA	2001	
220/110 kV- transformator	Hessenweg	350 MVA	2001	
380/150 kV- reservetransformator	Maasbracht	500 MVA	2002	
380 kV-dwarsregeltransformator (circuit Conneforde)	Meeden 1.000 MVA	2002		
Laadstroomcompensatiespoelen (50 kV)	Ens	45 MVar		2002
Laadstroomcompensatiespoelen (50 kV)	Ens	150 Mvar	2002	
380 kV-dwarsregeltransformator (circuit Diele)	Meeden 1.000 MVA	2002*		

\* Eind 2002 geplaatst en aangesloten, begin 2003 operationeel







## 6. Netberekeningen, analyse, knelpunten en mogelijke maatregelen

### 6.1 Inleiding

In dit hoofdstuk worden de netberekeningen toegelicht die zijn uitgevoerd bij de toetsing van de landelijke scenario's en de regionale varianten aan de netontwerpcriteria. Voor geconstateerde knelpunten worden tevens de mogelijke maatregelen om deze op te heffen beschreven.

#### Netberekeningen

De functie van het hoogspanningsnet is het faciliteren van door marktpartijen gewenste leveringen en afnamen van elektrische energie. Het resultaat van deze leveringen en afnamen zijn vermogenstransporten in het hoogspanningsnet. Om te bepalen of deze vermogenstransporten met het huidige net te realiseren zijn, zijn in principe netberekeningen zoals *loadflow*berekeningen (bepalen van stationsspanningen en vermogensstromen), kortsluitberekeningen (bepalen van kortsluitstromen) en stabiliteitsberekeningen (bepalen van de dynamische stabiliteit van het systeem) noodzakelijk. In dit plan richt de analyse zich met name op *loadflow*berekeningen. Separate analyses ten aanzien van kortsluitvastheid en stabiliteit zullen op korte termijn worden uitgevoerd. Indien uit deze analyses knelpunten ten aanzien van het hoogspanningsnet naar voren komen, zullen deze knelpunten in een volgend plan worden meegenomen.

Voor de toetsing van het huidige net aan de daarvoor in de Netcode gegeven criteria zijn in dit kader voor verschillende transportscenario's *loadflow*berekeningen uitgevoerd. Met deze berekeningen zijn de te verwachten maximale vermogensstromen bepaald. Vermogensstromen in hoogspanningsnetten worden bepaald door de topologie en de schakeltoestand van het hoogspanningsnet, de inzet van het productievermogen en de verdeling van de belasting over de hoogspanningsstations. Elke wijziging in topologie (bijvoorbeeld onderhoud of uitval van netelementen), productie-inzet of belasting resulteert in andere vermogensstromen, die door middel van een nieuwe *loadflow*berekening moeten worden bepaald.

Een vermogensstroom over een circuit of transformator wordt als toelaatbaar aangemerkt als deze niet meer bedraagt dan 110% van de nominale transportcapaciteit van het betreffende circuit of de transformator. Uitzondering op deze grenswaarde vormt uitval van een railsysteem, waarbij voor transformatoren aangesloten op het parallelle railsysteem vermogensstromen tot 150% van de nominale transportcapaciteit als toelaatbaar worden aangemerkt.

Met de *loadflow*berekeningen worden ook de spanningen op de stations onder de verschillende omstandigheden berekend. Wanneer de spanningen meer dan +/- 10% afwijken van de nominale waarde of van de spanning voor de uitvalsituatie, dan wordt dit als ontoelaatbaar aangemerkt.

## Rekenmodel

Bij het doorrekenen van de situaties is uitgegaan van het UCTE-rekenmodel voor het jaar 2003. Voor het Nederlandse deel van dit model is een gedetailleerd model (110 kV tot en met 380 kV) ingebracht dat de situatie van het hoogspanningsnet van 2003 weergeeft. Ten opzichte van de werkelijke situatie per 1 januari 2002 zijn in het rekenmodel voor de situatie in 2003 de volgende aanpassingen doorgevoerd:

- in bedrijf zijn van een tweede 380/150 kV-transformator in Doetinchem;
- in bedrijf zijn van een derde 380/110 kV-transformator in Hengelo ;
- in bedrijf zijn van twee dwarsregeltransformatoren in Meeden naar respectievelijk Conneforde (D) en Diele (D);
- beschikbaar zijn van in totaal 1500 Mvar aan condensatorbanken, verdeeld over de stations Diemen (300 Mvar), Dodewaard (150 Mvar), Eindhoven (300 Mvar), Ens (300 Mvar), Krimpen (300 Mvar) en Weiwerd (150 Mvar);
- beschikbaar zijn van in totaal 1200 Mvar aan spoelen, verdeeld over de stations Diemen (200 Mvar), Eemshaven (75 Mvar), Geertruidenberg (150 Mvar), Krimpen (250 Mvar), Meeden (75 Mvar), Dodewaard (100 Mvar), Doetinchem (100 Mvar), Ens (100 Mvar) en Maasvlakte (150 Mvar).

Voor de twee andere jaren waarvoor berekeningen zijn uitgevoerd (2006 en 2009), zijn de volgende additionele aanpassingen in de modellering van het hoogspanningsnet verondersteld:

- in bedrijf zijn van een 380 kV-railsysteem Borssele in Zeeland;
- in bedrijf zijn van nieuw te bouwen 380 kV-stations Oostzaan en Beverwijk in Noord-Holland met respectievelijk drie en één 380/150 kV-transformator;
- inlissing van het 380 kV-station Oostzaan in het 380 kV-circuit Diemen-Krimpen;
- van 150 kV naar 380 kV brengen van beide circuits Diemen-Oostzaan en van één circuit Oostzaan-Beverwijk;
- inlissing van het 380 kV-station Diele (Duitsland) in het 380 kV-circuit Conneforde (Duitsland)- Meeden(Nederland).

## Criteria

In de Netcode zijn de netontwerpcriteria voor het 380 kV- en 220 kV-net inclusief de hiermee verbonden transformatoren naar de 150 kV- en 110 kV-netten als volgt gedefinieerd:

### Criterion a

'Bij een net dat volledig in bedrijf is, moeten de door de aangeslotenen gewenste leveringen respectievelijk afnamen kunnen worden gerealiseerd onder handhaving van de enkelvoudige storingsreserve.'

### Criterion b

'Bij het voor onderhoud niet beschikbaar zijn van een willekeurig circuit, transformator, productie-eenheid of grote verbruiker, moeten de door de aangeslotenen gewenste leveringen of afnamen kunnen worden gerealiseerd onder handhaving van de enkelvoudige storingsreserve. Hierbij hoeft alleen rekening te worden gehouden met de als gevolg van de leveringen of afnamen optredende belastingen tijdens de onderhoudsperiode.'

### **Criterium c**

'Bij de hoogste belasting en bij het uit bedrijf zijn van een willekeurig circuit, transformator, twee willekeurige productie-eenheden of grote verbruiker, moet door een aangepaste productieverdeling of door andere (vooraf overeengekomen) maatregelen de enkelvoudige storingsreserve kunnen worden gewaarborgd.'

Om een net door middel van *loadflow* berekeningen te kunnen toetsen aan de netontwerpcriteria moet een aantal aannamen gedaan worden ten aanzien van de uitwerking van de criteria.

Voor dit plan is het aantal door te rekenen momenten beperkt tot een zomer- en een wintersituatie voor de jaren 2003, 2006 en 2009. Voor zowel de zomer- als wintersituatie gaat het om een situatie van maximale belasting op dat moment.

Verschillen tussen zomer- en wintersituaties zijn terug te vinden in de ingezette productie, de belasting en het al dan niet in onderhoud zijn van circuits en transformatoren. Bij criterium c kunnen alle beschikbare productiemiddelen worden ingezet.

Ten behoeve van de presentatie van de resultaten is het net opgesplitst in de volgende delen:

- de circuits van het landelijke 380 kV- en 220 kV-net inclusief de koppelingen met de buitenlandse netbeheerders;
- de aansluitingen van de 150 kV- en 110 kV-netten van de Nederlandse regionale netbeheerders met het landelijk 380 kV- en 220 kV-net.

## **Toetsingsmethode**

Op basis van bovenstaande uitwerking zijn de in de Netcode opgenomen criteria als volgt doorgerekend:

### **Criterium a**

Bij toetsing aan criterium a wordt de enkelvoudige storingsreserve (ook wel als 'n-1' aangeduid) getoetst bij een net dat volledig in bedrijf is. Zowel voor zomer- als wintersituaties zijn de vermogensstromen berekend bij uitval van achtereenvolgens alle voor de berekeningen relevante circuits, transformatoren en productie-eenheden.

In het landelijke net zijn dit alle Nederlandse 380 kV- en 220 kV-circuits (inclusief de grensoverschrijdende circuits), de 380/220 kV-transformatoren en alle in Nederland ingezette productie-eenheden groter dan 10 MW (ook in het geval deze zich in een regionaal net bevinden).

Bij de berekeningen ten aanzien van de aansluiting van de regionale netten zijn dit per regionaal net: de 380 kV en 220 kV-circuits aangesloten op de koppelpunten waarmee het regionale net met het landelijke net verbonden is, de opgestelde transformatoren (380/150 kV, 380/110 kV en 220/110 kV) bij de betreffende koppelpunten en de ingezette productiemiddelen in het regionale net.

Onder een enkelvoudige storing in het 380 kV- en 220 kV- net wordt ook de uitval van een railsysteem in een station begrepen. Uitval van een railsysteem is alleen doorgerekend voor 380 kV- en 220 kV- stations waar meer dan één transformator op uitsluitend één rail geschakeld is. Dit is het geval in de stations Hessenweg, Hengelo, Diemen, Krimpen en Eindhoven. In alle andere stations leidt railuitval tot uitval van één transformator en is daarmee voor de aankoppelingen niet onderscheidend ten opzichte van andere uitvalsituaties. Weliswaar vallen bij railsluiting ook enkele circuits in het 380 kV- en 220 kV-net uit, maar ook dat is niet onderscheidend bij de resultaten van de netanalyse.

#### **Criterium b**

Bij toetsing aan criterium b wordt de enkelvoudige storingsreserve getoetst tijdens onderhoud (ook wel als 'n-2' aangeduid). Voor zomersituaties is het niet beschikbaar zijn van alle mogelijke combinaties van relevante railsystemen, circuits, transformatoren en productie-eenheden doorgerekend. Voor wintersituaties is de enkelvoudige storingsreserve alleen getoetst voor de situatie van onderhoud aan een productie-eenheid. De reden hiervoor is dat verondersteld wordt dat de netbeheerder tijdens de beschouwde wintersituaties geen gepland onderhoud aan het eigen net zal doen. Uitval van een railsysteem tijdens onderhoud aan een ander railsysteem hoeft volgens de Netcode niet beschouwd te worden en is dan ook niet doorgerekend.

#### **Criterium c**

Toetsing aan criterium c voor de aansluiting van de regionale netten is uitgevoerd door voor elk regionaal net alle productie-eenheden als ingezet te veronderstellen, met uitzondering van de twee grootste, en vervolgens te toetsen of de enkelvoudige storingsreserve gehandhaafd kan worden.

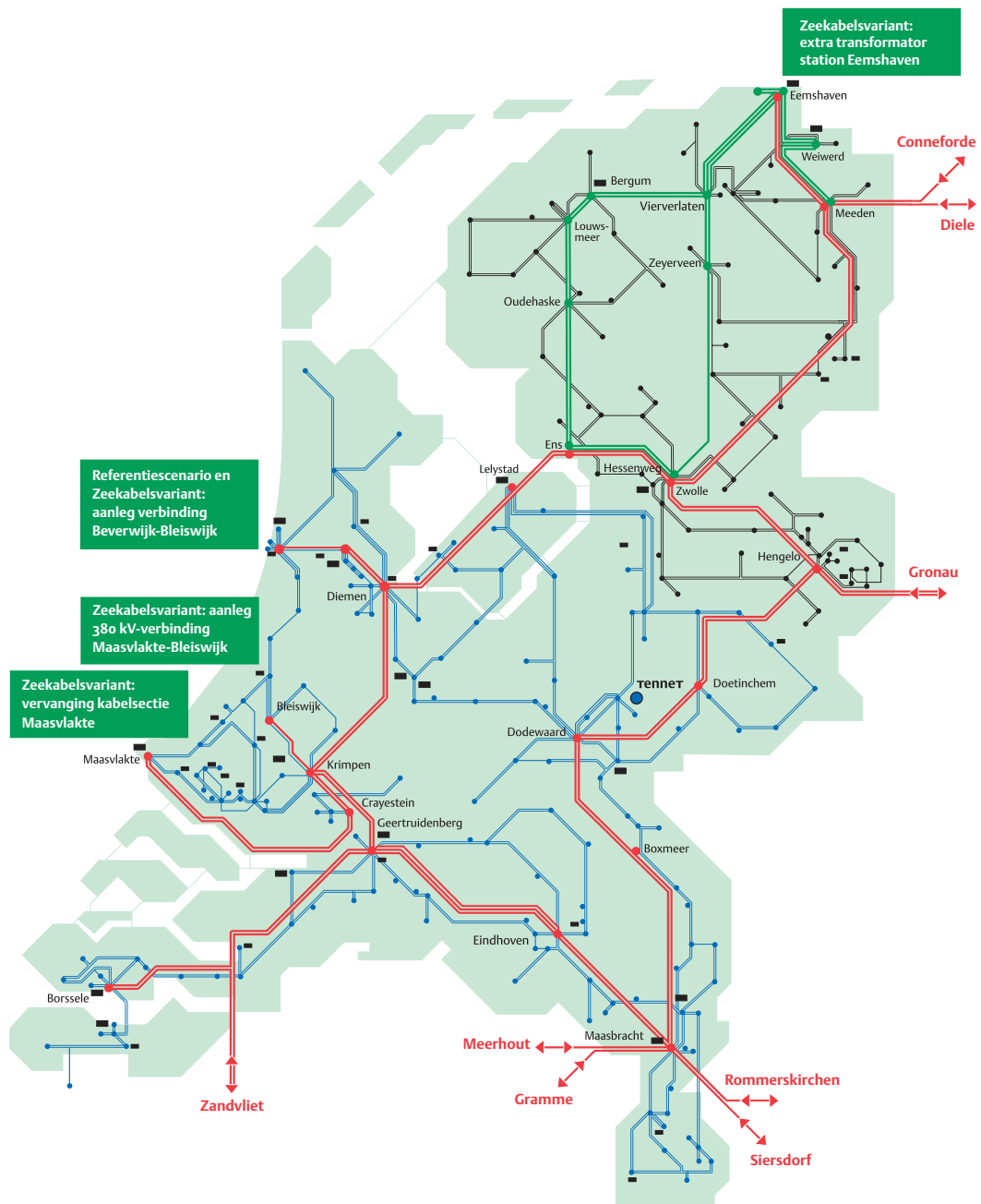
Criterium c is voor het landelijk net uitgevoerd om eventuele knelpunten te kunnen identificeren nabij de stations waar mogelijk een *High Voltage Direct Current*-verbinding (zeekabel) wordt aangesloten, met name in het geval van export via de HVDC-verbinding.

Essentieel bij de toetsing aan de criteria is het gekozen scenario voor de belasting en productiesituatie. In criteria a en b is dat een combinatie van gewenste levering en afname op een bepaald moment; in criterium c een gewenste afname en een daarna aangepaste levering om netproblemen te voorkomen.

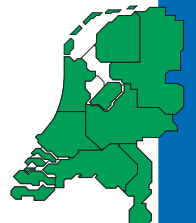
De gekozen scenario's voor de inzet van productie vinden hun basis in de scenario's voor het opgestelde vermogen. In de volgende paragrafen wordt hierop teruggekomen.

De uitkomsten van de berekeningen zijn per scenario en voor iedere variant op één van de scenario's weergegeven voor de netontwerpcriteria a, b, en c voor de jaren 2003, 2006 en 2009.

## 6.2 Referentiescenario en zeekabelsvariant



Het Referentiescenario is een continuering van de huidige situatie met betrekking tot de opgestelde en in bedrijf zijnde productiemiddelen. Het scenario wordt gekenmerkt door volledige benutting van de beschikbare maximale importcapaciteit (4700 MW) op de bestaande grensoverschrijdende circuits met België en Duitsland vanaf het moment dat de dwarsregeltransformatoren in Meeden volledig operationeel zijn. De betrokken buitenlandse netbeheerders hebben ingestemd met het voornemen van tennet om deze waarde te hanteren. Voor wat betreft nieuwbouw van productievermogen is verondersteld dat 800 MW nieuwbouw wordt gerealiseerd in het 150 kV-net van Zuid-Holland. In de berekeningen is hiermee rekening gehouden vanaf 2006.

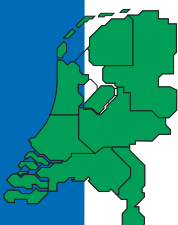


Als variant op het Referentiescenario wordt de zogenaamde zeekabelsvariant beschouwd. Hierbij wordt voor de jaren 2006 en 2009 de aanwezigheid verondersteld van een *High Voltage Direct Current* (HVDC)-verbinding naar Groot-Brittannië (1320 MW, locatie Maasvlakte) en een HVDC-verbinding naar Noorwegen (600 MW, locatie Eemshaven). Zowel im- als export via deze verbindingen zijn beschouwd. Bij gelijktijdige maximale import via zowel de bestaande grensoverschrijdende circuits als de HVDC-verbindingen bedraagt de Nederlandse import 6620 MW (4700MW + 1920 MW). Bij gelijktijdige maximale import via de bestaande grensoverschrijdende circuits en maximale export via de HVDC-verbindingen bedraagt de Nederlandse import 2780 MW (4700 MW -1920MW). Bij import via de HVDC-verbindingen zullen bepaalde in Nederland opgestelde productiemiddelen niet worden ingezet. Bij maximale export via de HVDC-verbindingen daarentegen, zullen extra productiemiddelen in Nederland worden ingezet.

Het Referentiescenario is doorgerekend voor een zomer- en een wintersituatie voor de jaren 2003, 2006 en 2009. De verschillen tussen zomer- en wintersituatie in de berekeningen zijn als volgt:

- in de zomer zijn enkele eenheden die in de winter warmte leveren, voor onder andere stadsverwarming, als niet ingezet verondersteld in de criteria a en b;
- voor de maximumbelasting in de zomer is verondersteld dat deze 90% bedraagt van de maximumbelasting in de winter;
- in de winter is bij criterium b alleen rekening gehouden met onderhoud aan productiemiddelen (en niet onderhoud aan circuits of transformatoren).

De basisgegevens voor de berekeningen zijn in de tabellen gepresenteerd. Een drietal grafieken geven de resultaten van alle *loadflow* berekeningen voor respectievelijk de 380 kV-circuits, 220 kV-circuits, inclusief 380/220 kV-transformatoren en de 380 kV-grensoverschrijdende circuits. In de grafieken zijn zowel de resultaten van de *loadflow* berekeningen van het Referentiescenario als van de zeekabelsvariant opgenomen. Resultaten die horen bij de zeekabelsvariant zijn alleen gegeven in het geval de berekening tot een vergroting of verkleining van de belastinggraad heeft geleid. In de rood-groene bloktabel worden voor het landelijk 380 kV- en 220 kV-net de resultaten van de toetsing per criterium gegeven voor de drie onderzochte jaren, inclusief de uitwisseling met het buitenland voor de situatie zonder onderhoud of storing.

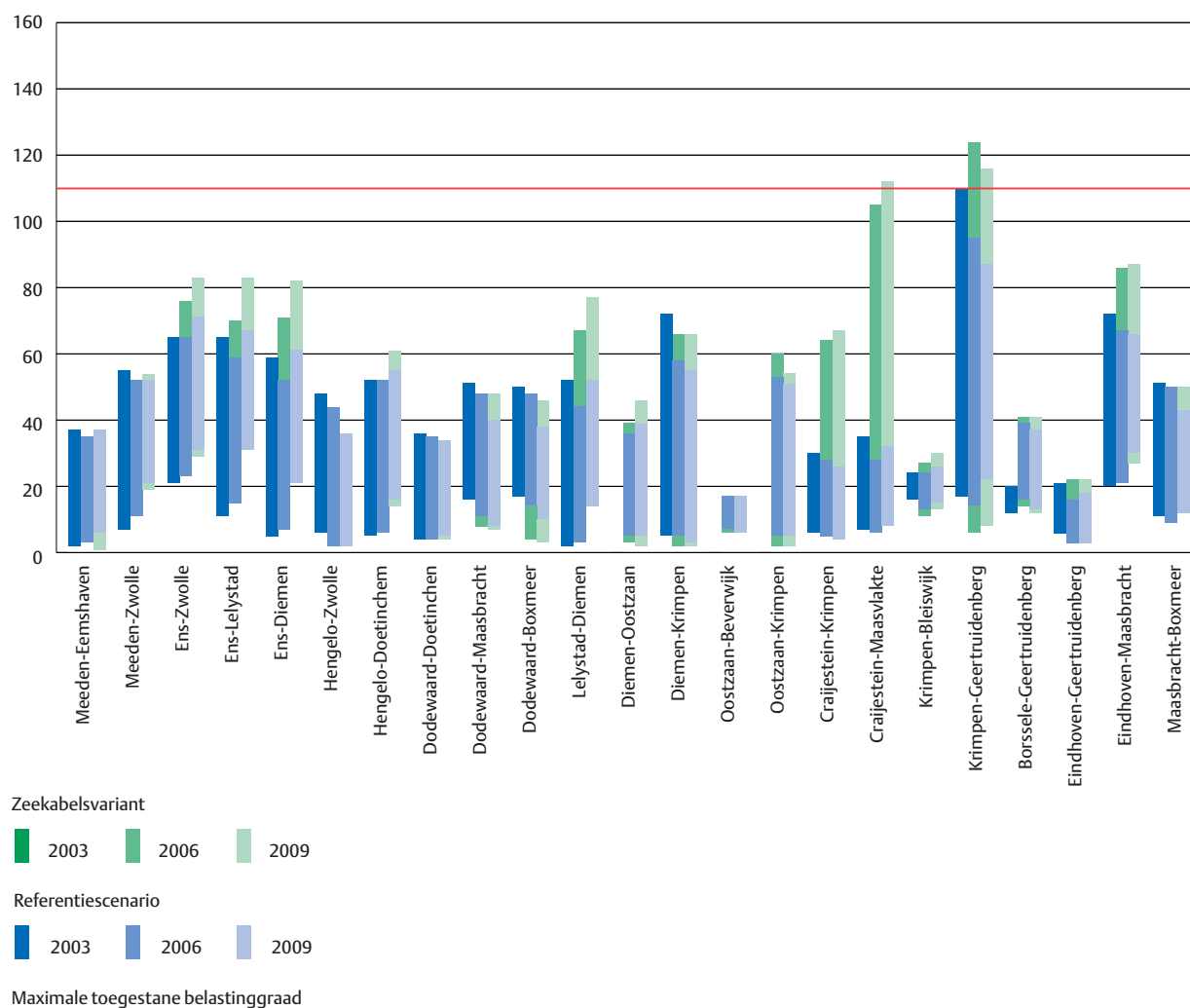


## Productie, belasting in Nederland en uitwisseling (MW) met het buitenland voor toetsing Referentiescenario aan de criteria a en b

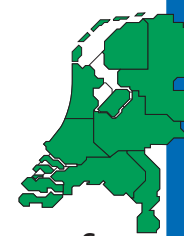
Prod.cap.	2003		2006		2009	
	winter	zomer	winter	zomer	winter	zomer
Totaal opgestelde productie (eenheden >10 MW)	16016	16016	16795	16795	16795	16795
Nominaal vermogen kabel Engeland (1320 MW)	(als variant zowel exporterend als importerend)					
Nominaal vermogen kabel Noorwegen (600 MW)	(als variant zowel exporterend als importerend)					
Ingezette productie (eenheden > 10 MW) 150 kV en 110 kV net	8189	7488	8889	8106	8889	8106
Ingezette productie (eenheden > 10 MW) 380 kV en 220 kV net	2405	1591	2986	2109	4188	3190
Totaal ingezette productie (eenheden > 10 MW)	10594	9078	11875	10215	13077	11296
Totaal belasting* (incl. productie door eenheden < 10 MW)	15094	13578	16375	14715	17577	15796
Uitwisseling Nederland (+ import / - export)	4700	4700	4700	4700	4700	4700

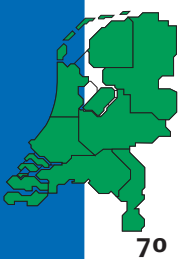
\* dit is exclusief ca. 200 MW aan netverliezen

## Belastinggraad 380 kV-circuits in % van de nominale transportcapaciteit

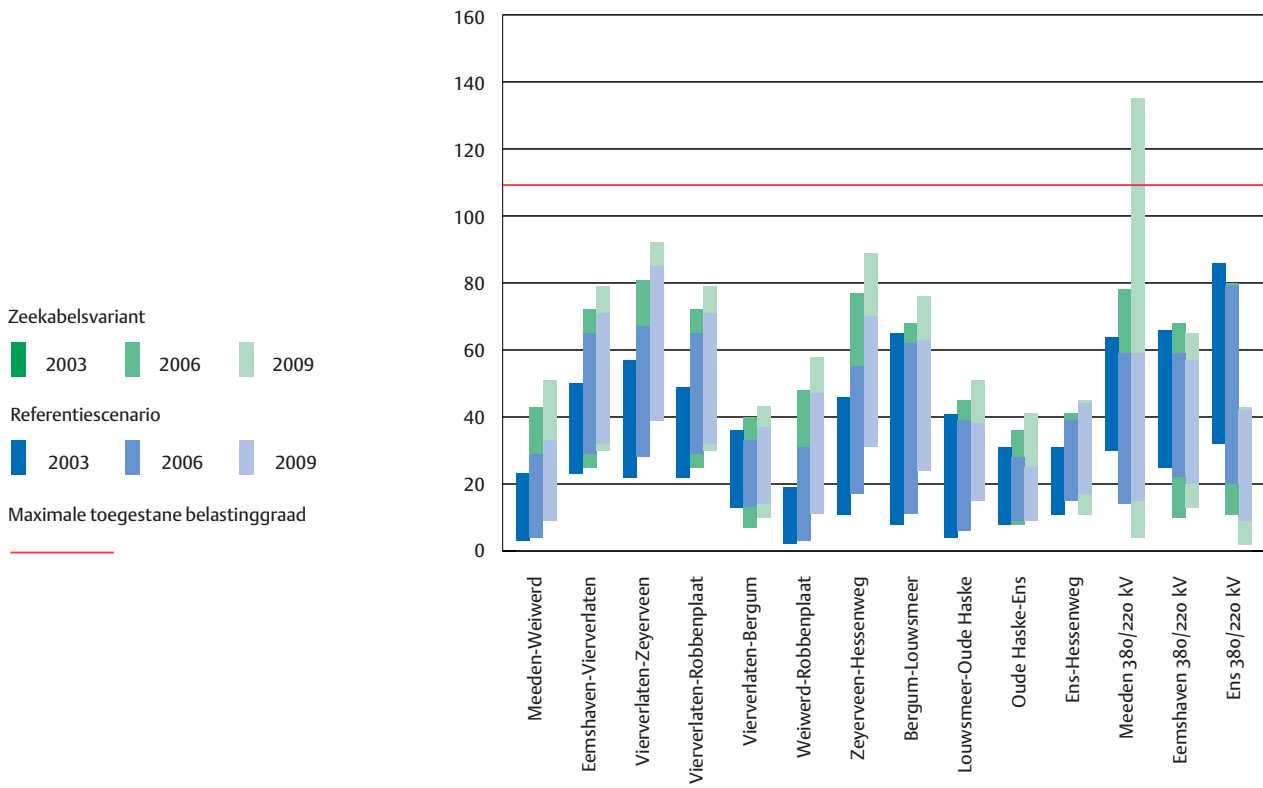


Maximale toegestane belastinggraad

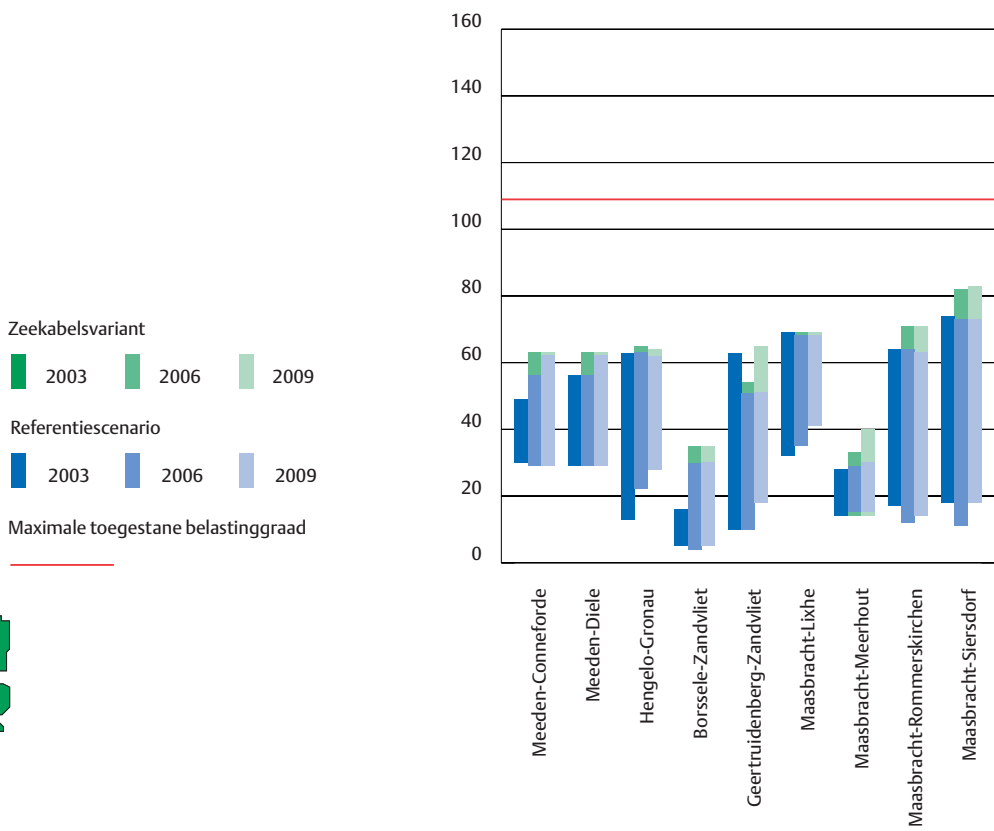




**Belastinggraad 220 kV-circuits en 380/220 kV-transformatoren in % van de nominale transportcapaciteit**



**Belastinggraad 380 kV grensoverschrijdende circuits in % van de nominale transportcapaciteit**





## Toetsing scenario aan criteria en omvang uitwisseling met het buitenland (MW)

Scenario	jaar criterium	2003			2006			2009		
		a	b	c	a	b	c	a	b	c
Referentie	zomer	4700	4700		4700	4700		4700	4700	
	winter	4700	4700	4700	4700	4700	4700	4700	4700	4700
variant 'zeekabels'	zomer	6620	6620		6620	6620		6620	6620	
	winter	6620	6620	6620	6620	6620	6620	6620	6620	6620

groen: voldoet wel aan criterium, rood: voldoet niet aan criterium, 'wit': niet van toepassing

uitwisseling (MW) buitenland (+ :import, - :export) in de situatie zonder onderhoud of storing (inclusief netverliezen)

### Knelpunten in het 380 kV- en 220 kV-hoogspanningsnet

In het Referentiescenario zijn geen knelpunten geconstateerd.

In de zeekabelsvariant zijn knelpunten geconstateerd bij de 380 kV-circuits Craijestein-Maasvlakte, Krimpen-Geertruidenberg en bij de 380/220 kV-transformator in Meeden. De knelpunten die de 380 kV-circuits betreffen zijn gerelateerd aan de HVDC-verbinding met Groot-Brittannië (locatie Maasvlakte). Het knelpunt dat de 380/220 kV-transformator betreft, is gerelateerd aan de HVDC-verbinding met Noorwegen (locatie Eemshaven). Voor de grensoverschrijdende circuits zijn geen knelpunten geconstateerd. Dit wordt enerzijds veroorzaakt door de sturende werking van de dwarsregeltransformatoren. Anderzijds zijn in dit Capaciteitsplan varianten met extreme *loopflows* of *transits* buiten beschouwing gelaten.

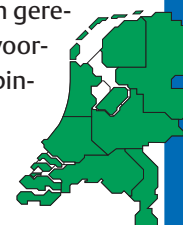
### Mogelijke maatregelen bij de komst van de HVDC-verbinding met Groot-Brittannië (in Nederland aangesloten op 380 kV-station Maasvlakte)

Het knelpunt op de verbinding Maasvlakte-Craijestein wordt veroorzaakt door een korte kabelsectie met relatief lage transportcapaciteit die zorgt voor de aansluiting van de verbinding op het 380 kV-station Maasvlakte. Bij de geplande vervanging van het 380 kV-station Maasvlakte zal het knelpunt worden opgeheven door vervanging van deze kabelsectie door een verbinding met hogere capaciteit.

Het knelpunt op de 380 kV-verbinding Krimpen-Geertruidenberg kan worden opgelost door verzwaring of verdubbeling van de verbinding zoals voorzien in het Structuurschema Elektriciteitsvoorziening. Vooralsnog wordt hierover geen uitspraak gedaan gezien de grote onzekerheden over het daadwerkelijk optreden van het knelpunt. De berekeningen laten namelijk ook zien dat de ernst van het knelpunt vermindert in 2006 en 2009, als gevolg van een toename van de inzet van productiemiddelen in Nederland bij gelijkblijvende (maximale) import en stijgende belastingvraag.

### Mogelijke maatregelen bij de komst van de HVDC-verbinding met Noorwegen (in Nederland aangesloten op 380 kV-station Eemshaven)

Het knelpunt bij de 380/220 kV-transformator in Meeden moet worden opgelost door vergroting van de transformatorcapaciteit tussen 220 kV en 380 kV. Dit kan worden gerealiseerd met een extra 380/220 kV-transformator in het station Eemshaven, die al voorzien is in het kader van het project van een eventuele aansluiting van de HVDC-verbinding met Noorwegen.



## Knelpunten in de aankoppeling van regionale netbeheerders

### Transportnet Zuid-Holland

In het Referentiescenario is een knelpunt berekend bij de 380/150 kV-koppeling bij Maasvlakte. Dit knelpunt is gerelateerd aan het afvoeren van productievermogen vanaf het 380 kV-station Maasvlakte op het moment dat de 380 kV-verbinding Craijestein-Maasvlakte of Craijestein-Krimpen niet beschikbaar is. In dat geval moet het op 380 kV-station Maasvlakte ingevoede vermogen via het 150 kV-net van Zuid-Holland worden afgevoerd. In het Referentiescenario gaat het hierbij om het vermogen van de bestaande Maasvlakte-eenheden (1050 MW). Afvoer van dit vermogen via het 150 kV-net leidt niet alleen tot overbelasting van de 380/150 kV-koppeling bij Maasvlakte maar ook tot overbelasting in het 150 kV-net van Zuid-Holland. Daarnaast is bekend dat de stabiliteit van de Maasvlakte-eenheden dan niet is gewaarborgd.

Bij de zeekabelsvariant, waarbij rekening wordt gehouden met een HVDC-verbinding aangesloten op het station Maasvlakte, neemt bij import via deze verbinding het af te voeren vermogen verder toe tot maximaal 2370 MW. In dit geval wordt het probleem ten aanzien van afvoer van productievermogen nog aanzienlijk vergroot ten opzichte van het Referentiescenario.

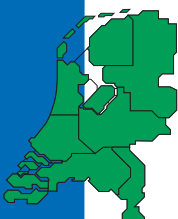
### Noord-West Net

In alle scenario's is vanaf 2006 rekening gehouden met een 380 kV-station Oostzaan met drie 380/150 kV-transformatoren en een 380 kV-station Beverwijk met één transformator. Het 380 kV-station Oostzaan zal via twee circuits worden verbonden met het landelijk 380 kV-net. Tijdens onderhoud aan één van deze circuits kan alleen worden voldaan aan het criterium b indien op de locaties Velsen en Hemweg een zekere hoeveelheid productie is ingezet. In 2006 moet dan op de locatie Hemweg minimaal één productie-eenheid draaien en minimaal twee op de locatie Velsen. In 2009 moet naast deze eenheden zelfs nog een extra eenheid draaien op ofwel de locatie Hemweg ofwel de locatie Velsen. Wanneer namelijk beide 380 kV-circuits vanaf Oostzaan niet beschikbaar zijn, wordt het 150 kV-net van Noord-Holland uitsluitend gevoed vanuit het koppelpunt Diemen, waarbij aanzienlijke vermogentransporten plaatsvinden via de relatief zwakke 150 kV-noord- en zuidtak in Noord-Holland. Dit zal gepaard gaan met ontoelaatbare spanningsdalingen. Deze problemen, die gerelateerd zijn aan de belasting- en productiesituatie in Noord-Holland, komen in het Referentiescenario in het jaar 2009 naar voren, omdat dan te weinig productievermogen in de regio is ingezet.

## Mogelijke maatregelen met betrekking tot aankoppeling regionale netbeheerders

### Transportnet Zuid-Holland

Met de huidige netsituatie kan het knelpunt niet anders worden opgelost dan door beperkingen op te leggen aan de hoeveelheid in te voeren vermogen op Maasvlakte en/of het uit te wisselen vermogen via de mogelijke HVDC-verbinding met Groot-Brittannië. Om toch te kunnen voldoen aan de criteria uit de Netcode, wordt op dit moment het netonderhoud zoveel mogelijk uitgevoerd gedurende het onderhoud aan één van de opwek-eenheden op de Maasvlakte. Voorts wordt bij onvoorziene uitval van de gehele verbinding één van de twee productie-eenheden afgeschakeld door een beveiligingsautomatiek.

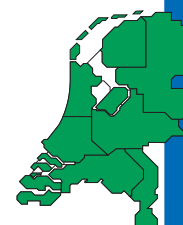


De mogelijke uitbreiding van de transformatorcapaciteit in Maasvlakte of Westerlee, zoals later aan de orde zal komen, verlicht de situatie iets, maar is nog lang niet afdoende voor de zeekabelsvariant. Alleen een nieuwe verbinding Maasvlakte-Bleiswijk biedt hier verlichting. Gelet op de langere realisatietermijn van nieuwe bovengrondse verbindingen is tenner reeds begonnen met de voorbereidingen van dit project zodat tijdig een tracé voor de verbinding Maasvlakte-Bleiswijk in de gemeentelijke bestemmingsplannen cum annexis kan worden vastgelegd.

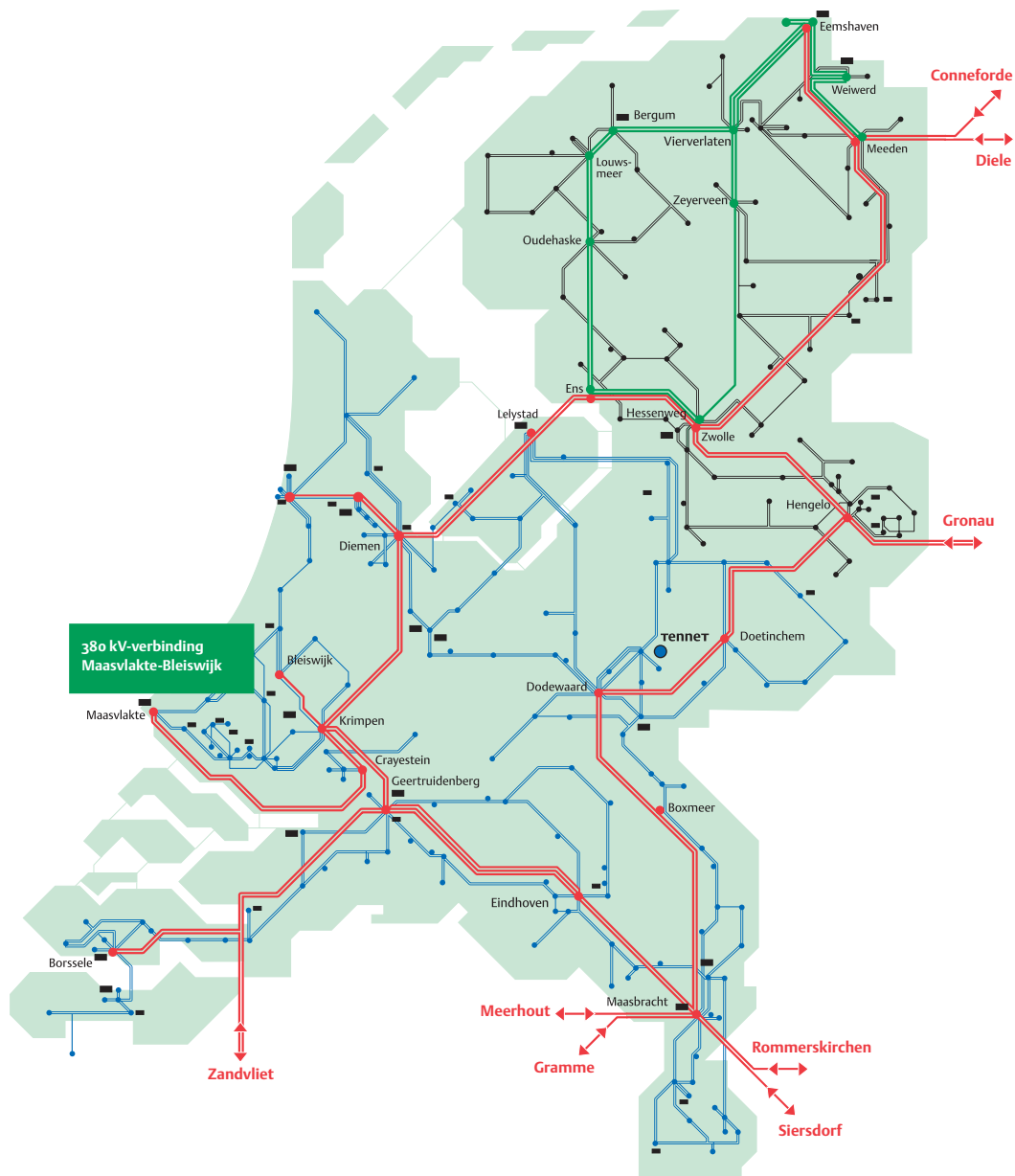
#### **Noord-West Net**

Tot omstreeks 2009 zal het knelpunt kunnen worden opgelost door beperkingen op te leggen aan het onderhoud aan de 380 kV-verbindingen vanaf Oostzaan of inzetverplichtingen van productievermogen op de locatie Hemweg en/of Velsen. Een structurele oplossing voor dit knelpunt is de aanleg van een 380 kV-verbinding van Beverwijk naar Bleiswijk.

Ook voor dit project is tenner gestart met de voorbereidingen. Mocht om economische of planologische redenen een verbinding Beverwijk-Bleiswijk onhaalbaar blijken, dan moet hiervoor een alternatief worden ontwikkeld om toch de stations Oostzaan en Beverwijk opgenomen te krijgen in een 380 kV-ring.

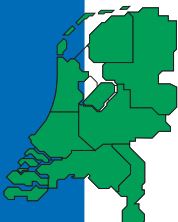


### 6.3 Scenario 'Gas-regeert'



In het scenario Gas-regeert is verondersteld dat ten opzichte van het Referentiescenario 1400 MW aan nieuw productievermogen extra in bedrijf komt. Het betreft 2 x 400 MW Sloecentrale waarvan 1 x 400 MW aangesloten op het 150 kV-net in Zeeland en 1 x 400 MW op het 380 kV-station Borssele. Verder is een niet aangemeld nieuw productiemiddel verondersteld ter grootte van 600 MW, aan te sluiten op één van de 380 kV-stations Eemshaven, Velsen of Maasvlakte. In de grafieken zijn de resultaten bij aansluiting van dit nieuwe productiemiddel op Maasvlakte gegeven. Tenslotte is verondersteld dat de eenheden Flevo 30 (491 MW) en Lage Weide 5 (267 MW) weer beschikbaar komen.

Het scenario Gas-regeert is bedoeld om exportsituaties te beschouwen, waarbij wordt uitgegaan van maximale benutting van de beschikbare capaciteit van 4700 MW voor uitwisseling met het buitenland. Gezien het in Nederland opgestelde vermogen zal, ondanks de veronderstelde uitbreidingen en weer in bedrijf nemen van productievermo-



gen, een dergelijke uitwisseling zich niet tijdens een situatie van maximale vraag kunnen voordoen. Daarom is een belastingsituatie lager dan de maximale belastingvraag gekozen om een export van 4700 MW voor Nederland te kunnen bewerkstelligen.

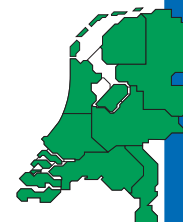
Het scenario Gas-regeert is doorgerekend voor een zomer- en wintersituatie voor de jaren 2006 en 2009. Inzet van productie en belastingvraag zijn in zomer en winter gelijk verondersteld, omdat het een situatie van niet maximale vraag betreft. Verschillen in de uitkomsten tussen winter en zomer worden uitsluitend veroorzaakt omdat bij criterium b in de winter alleen onderhoud aan eenheden wordt verwacht en in de zomer ook onderhoud aan verbindingen en transformatoren.

De gehanteerde uitgangspunten voor de belastingvraag en inzet van productiemiddelen voor 2006 en 2009 zijn hetzelfde genomen. Voor 2009 worden daarom dezelfde uitkomsten berekend als voor 2006. Aangezien dit scenario alleen voor 2006 en 2009 is doorgerekend, zijn in de grafiek voor 2003 de berekende uitkomsten uit het Referentiescenario gepresenteerd. De basisgegevens voor de berekeningen staan in de tabel. De drie grafieken geven de resultaten van de *loadflow* berekeningen voor respectievelijk de 380 kV-circuits, de 220 kV-circuits inclusief 380/220 kV-transformatoren en de 380 kV-grensoverschrijdende circuits. In de rood-groene bloktabel worden voor het landelijk 380 kV- en 220 kV-net de resultaten van de toetsing per criterium gegeven voor de drie onderzochte jaren, inclusief de uitwisseling met het buitenland voor de situatie zonder onderhoud of storing.

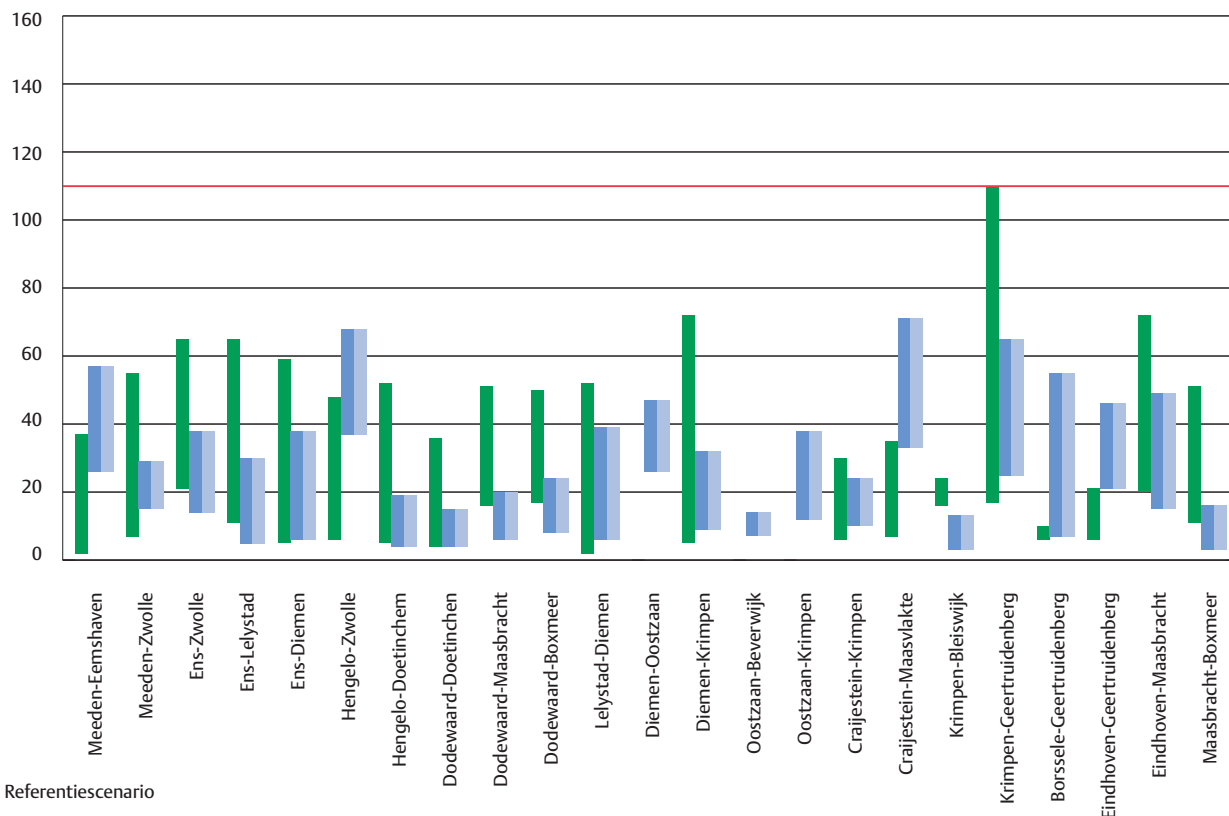
**Productie, belasting in Nederland en uitwisseling (MW) met het buitenland voor toetsing scenario Gas-regeert aan de criteria a en b**

	2006		2009	
	winter	zomer	winter	zomer
Totaal opgestelde productie (eenheden >10 MW)	18.983	18.983	18.983	18.983
Totaal ingezette productie (eenheden > 10 MW)	18.983	18.983	18.983	18.983
Totaal belasting* (incl. productie door eenheden < 10 MW)	14.083	14.083	14.083	14.083
Uitwisseling Nederland (+ import / - export)	-4.700	-4.700	-4.700	-4.700

\* dit is exclusief ca. 200 MW aan netverliezen



## Belastinggraad 380 circuits in % van de nominale transportcapaciteit



Referentiescenario

2003

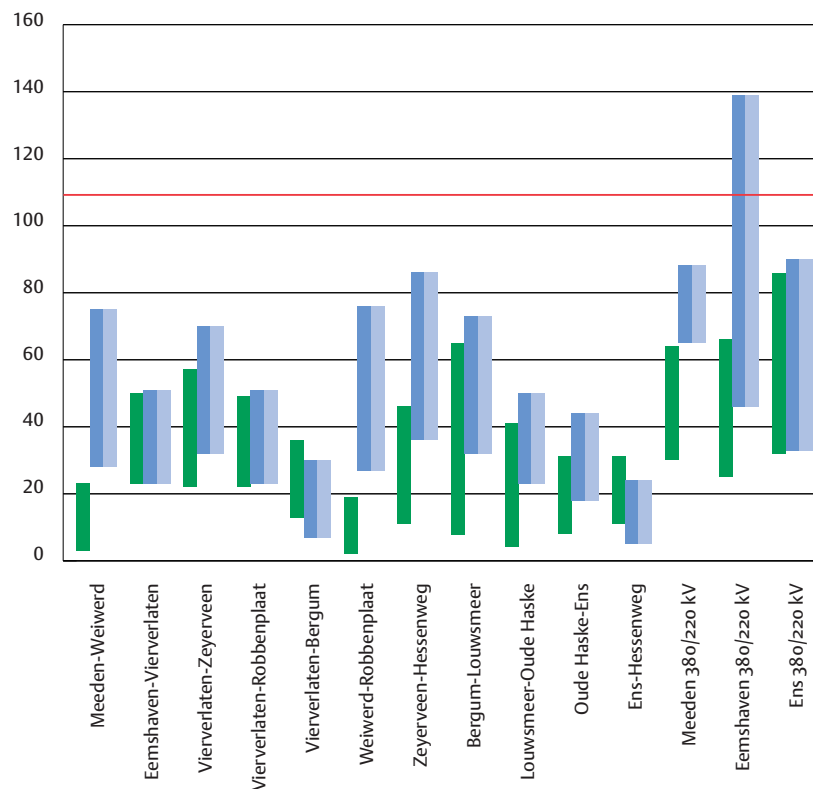
Gas regeert

2006

2009

Maximale toegestane belastinggraad

## Belastinggraad 220 kV-circuits en 380/220 kV-transformatoren in % van de nominale transportcapaciteit



Referentiescenario

2003

Gas regeert

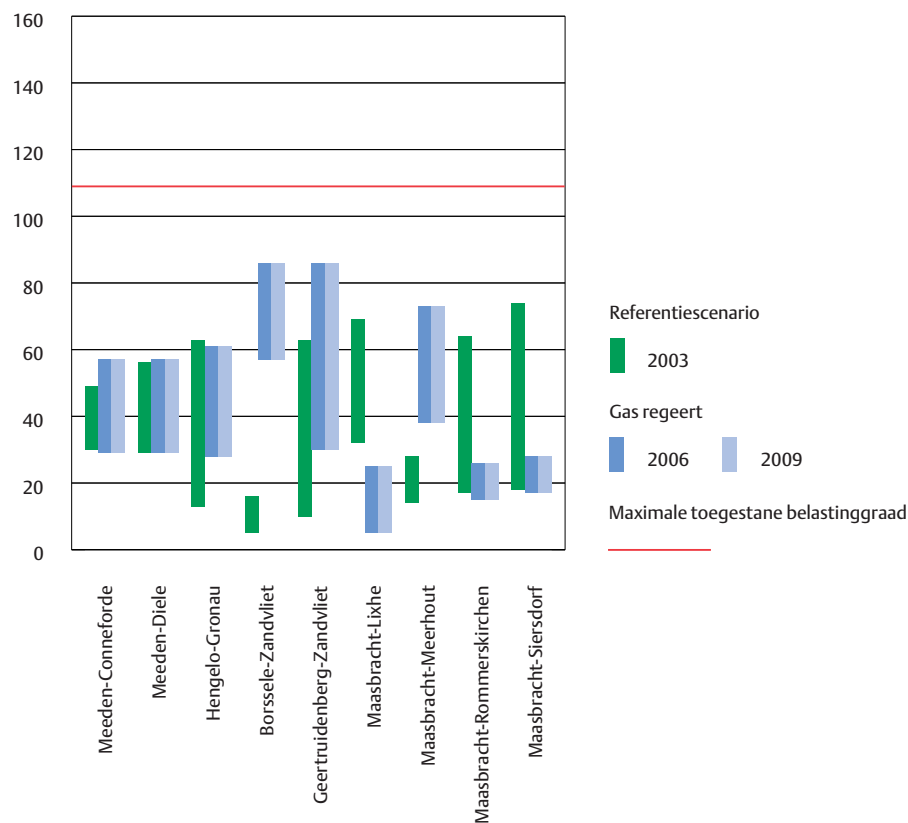
2006

2009

Maximale toegestane belastinggraad



## Belastinggraad 380 kV-grensoverschrijdende circuits in % van de nominale transportcapaciteit



## Toetsing scenario aan criteria en omvang uitwisseling met het buitenland (MW)

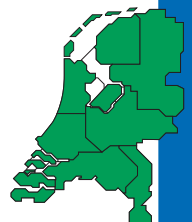
Scenario	jaar	2003			2006			2009		
		a	b	c	a	b	c	a	b	c
Gas-regeert	zomer	4700	4700		-4700	-4700		-4700	-4700	
	winter	4700	4700	4700	-4700	-4700	-4700	-4700	-4700	-4700

groen: voldoet wel aan criterium, rood: voldoet niet aan criterium, 'wit': niet van toepassing

uitwisseling (MW) buitenland (+ :import, - :export) in de situatie zonder onderhoud of storing (inclusief netverliezen)

## Knelpunten in het 380 kV- en 220 kV-hoogspanningsnet

In dit scenario zijn knelpunten geconstateerd bij de 380/220 kV-transformatoren in Eemshaven. Oorzaak is dat in dit scenario al het beschikbare productievermogen in Eemshaven en Bergum is ingezet, waardoor bij niet beschikbaar zijn van beide 380 kV-circuits Eemshaven-Meeden problemen ontstaan met de afvoer van productievermogen van 220 kV naar 380 kV.



### **Mogelijke maatregelen in het 380 kV- en 220 kV-hoogspanningsnet**

De geconstateerde knelpunten op de 380/220 kV-aankoppeling kunnen worden opgelost door het afstemmen van onderhoud aan de 380 kV-verbinding Eemshaven-Meeden op de inzet van productiemiddelen in Eemshaven en Bergum.

### **Knelpunten in de aankoppeling van regionale netbeheerders**

#### **Transportnet Zuid-Holland**

In het Referentiescenario is al melding gemaakt van een knelpunt bij de 380/150 kV-koppeling op Maasvlakte, gerelateerd aan het afvoeren van productievermogen vanaf het 380 kV-station Maasvlakte. In het scenario Gas-regeert is uitgegaan van additioneel productievermogen op Maasvlakte. Het probleem ten aanzien van afvoer van productievermogen komt daarom in dit scenario versterkt naar voren ten opzichte van het Referentiescenario.

#### **Delta Netwerk**

In dit scenario ontstaat bij het in bedrijf komen van de nieuwe eenheden in Borssele een knelpunt op de 150 kV-koppeling tussen Zeeland en Brabant, voor de situatie dat beide 380/150 kV-transformatoren in Borssele of beide 380 kV-circuits aangesloten op Borssele naar respectievelijk Geertruidenberg en Zandvliet (België) niet beschikbaar zijn. In dat geval moet het productie-overschot van Zeeland afgevoerd worden via de 150 kV-koppeling met Brabant, die daardoor overbelast raakt.

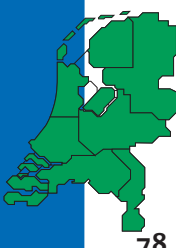
### **Voorziene maatregelen met betrekking tot aankoppeling regionale netbeheerders**

#### **Transportnet Zuid-Holland**

Identiek aan het Referentiescenario zal ook hier de definitieve oplossing moeten bestaan uit de aanleg van een nieuwe verbinding tussen Maasvlakte en Bleiswijk.

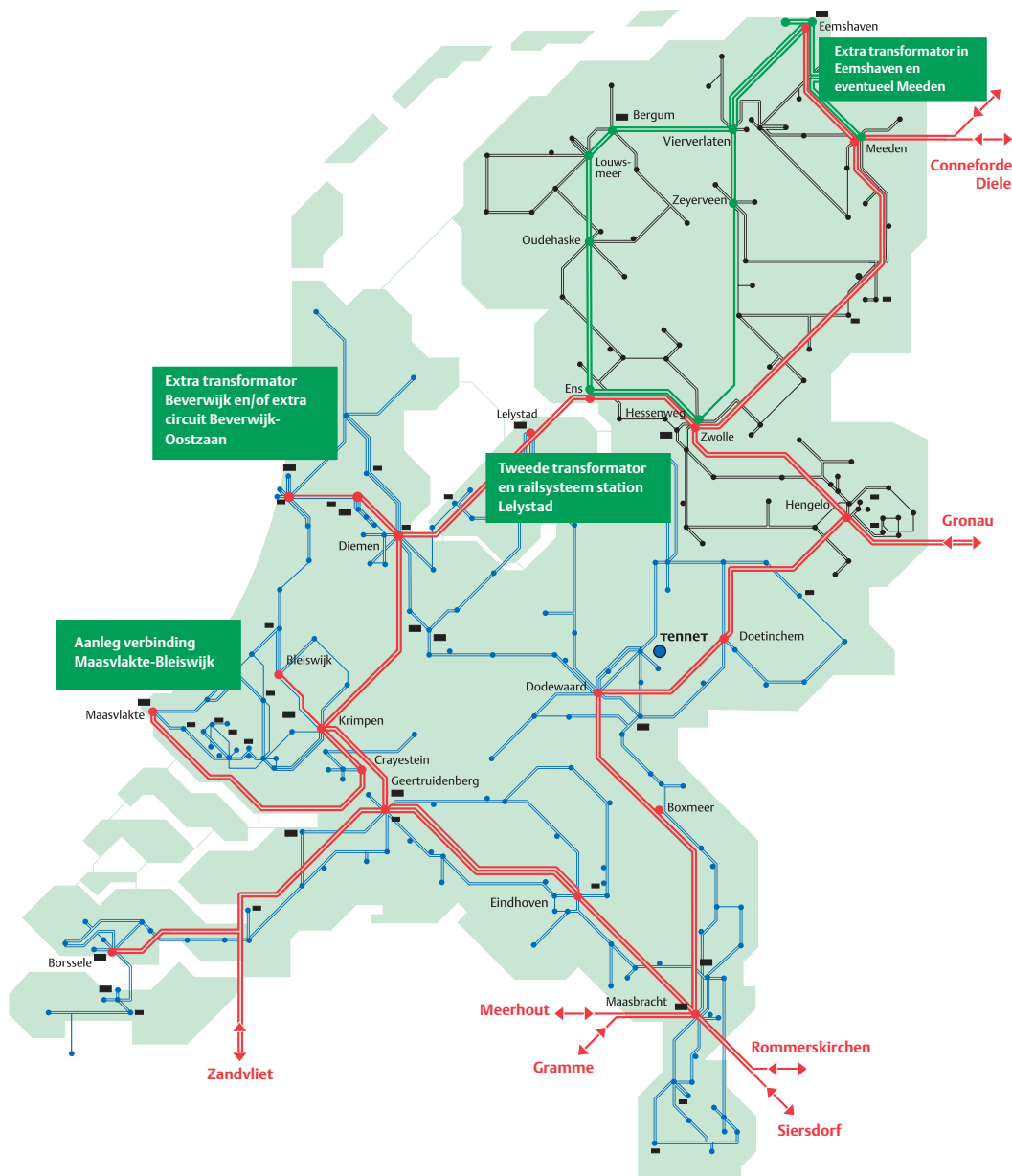
#### **Delta Netwerk**

Om overbelasting van de 150 kV-koppeling te voorkomen zal het onderhoud van 380/150 kV-transformatoren in Borssele en de 380 kV-circuits vanaf Borssele indien nodig gekoppeld worden aan onderhoud van een grootschalig productiemiddel.





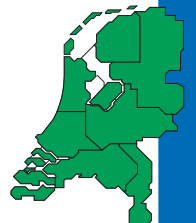
## 6.4 Scenario 'Groen'



In het scenario Groen is verondersteld dat ten opzichte van het Referentiescenario 800 MW, zijnde de 2x400 MW Sloecentrale, extra aan nieuw productievermogen in bedrijf komt.

Verder is een hoge penetratie van nieuw windvermogen verondersteld, waarbij de nadruk ligt op drie op het 380 kV-hoogspanningsnet aangesloten grootschalige windparken, elk met een vermogen van 1000 MW. De locaties waar verondersteld is dat deze parken zijn aangesloten, zijn Eemshaven, Lelystad en Beverwijk. Verder is voor dit scenario aangenomen dat Nederland in zekere mate exporterend zal zijn.

Het Groenscenario is doorgerekend voor een zomer- en wintersituatie voor de jaren 2006 en 2009. Inzet van productie zijn in zomer en winter gelijk verondersteld. Voor de belastingvraag is gerekend met een maximale zomerbelasting die 90% van de maximale winterbelasting bedraagt. Verschillen in de uitkomsten tussen winter en zomer worden uitsluitend veroorzaakt, omdat bij criterium b in



de winter alleen onderhoud aan eenheden verondersteld is en in de zomer daarnaast ook onderhoud aan verbindingen en transformatoren.

Aangezien bij dit scenario alleen voor 2006 en 2009 is gerekend, zijn voor 2003 de berekende uitkomsten uit het Referentiescenario gehanteerd.

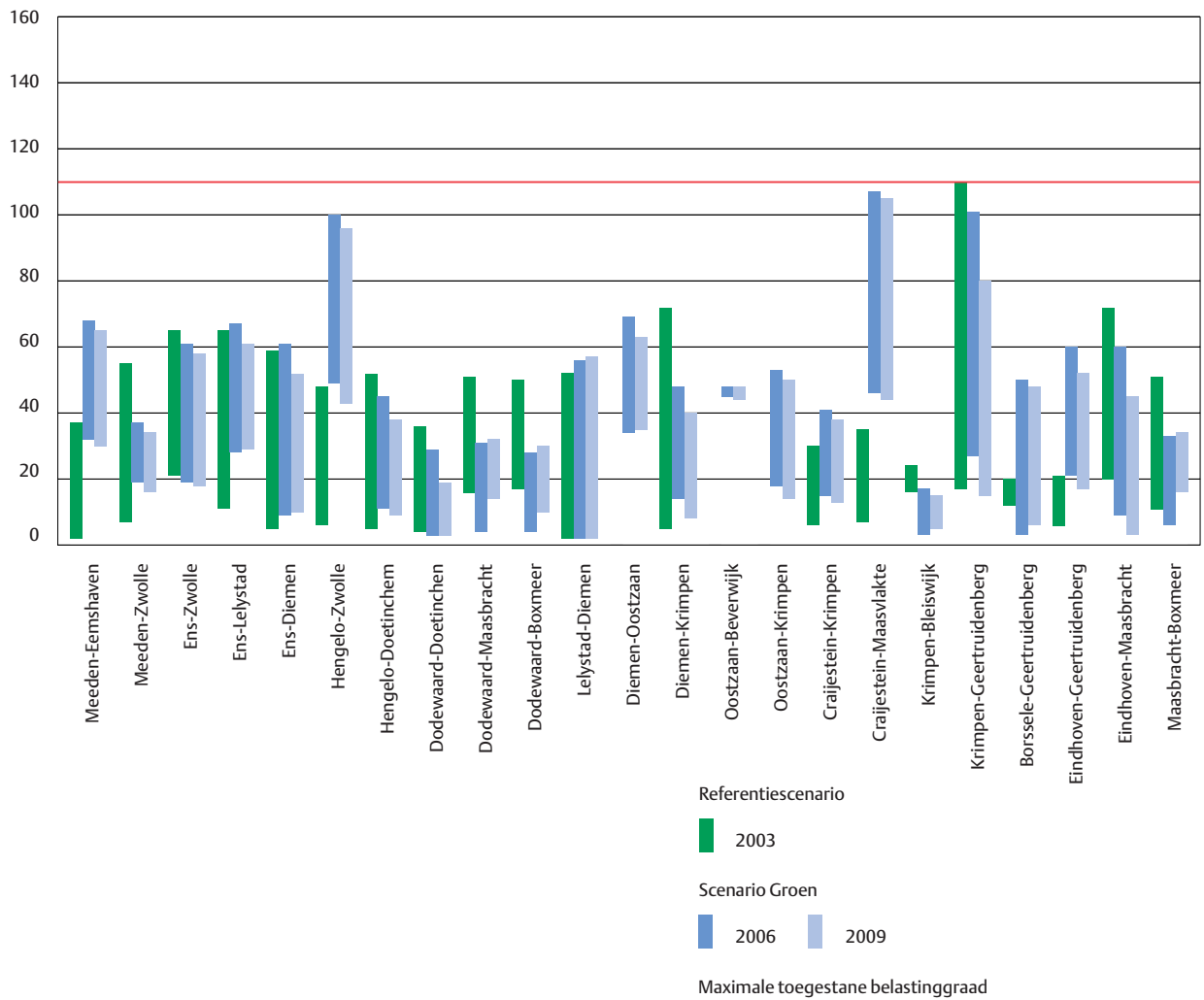
De basisgegevens voor de berekeningen zijn in de tabel gepresenteerd. De drie grafieken geven de resultaten van de *loadflow* berekeningen voor respectievelijk de 380 kV-circuits, de 220 kV-circuits inclusief 380/220 kV-transformatoren en de 380 kV-grensoverschrijdende circuits. In de rood-groene bloktabel worden voor het landelijk 380 kV- en 220 kV-net de resultaten van de toetsing per criterium gegeven voor de drie onderzochte jaren, inclusief de uitwisseling met het buitenland voor de situatie zonder onderhoud of storing.

#### Productie, belasting in Nederland en uitwisseling (MW) met het buitenland voor toetsing scenario Groen aan de criteria a en b

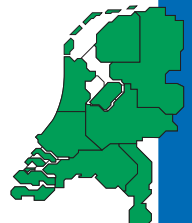
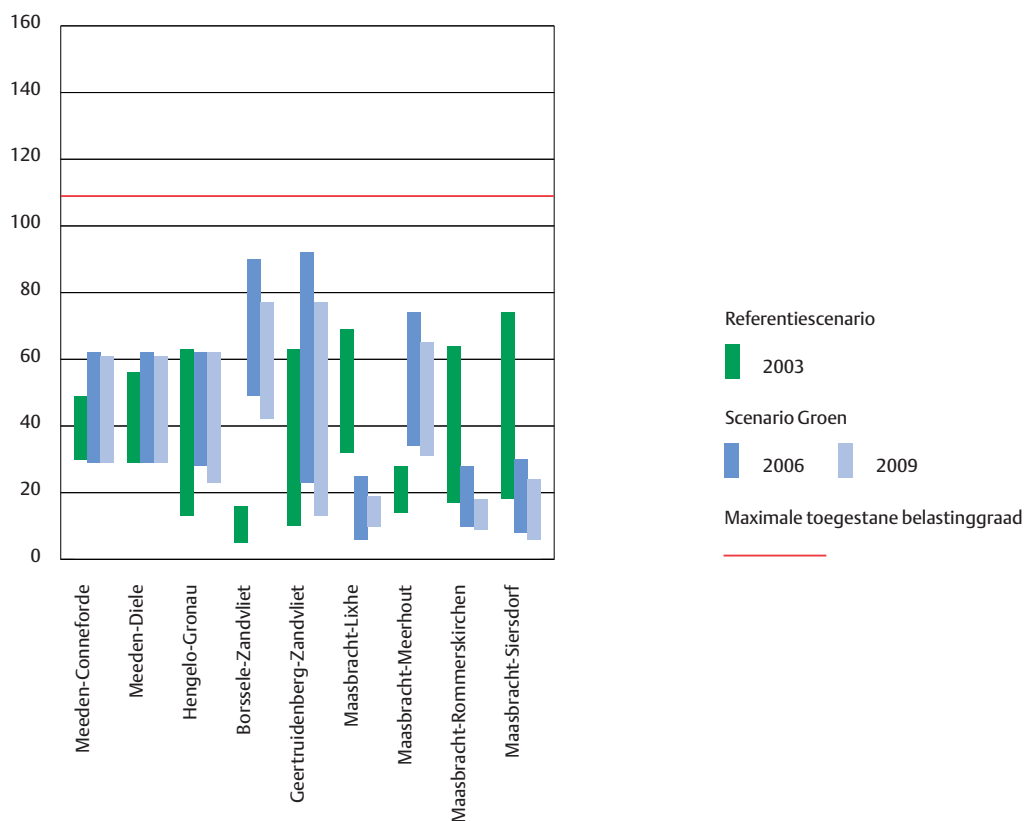
Prod.cap.	2006		2009	
	winter	zomer	winter	zomer
Totaal opgestelde productie (eenheden >10 MW)	20595	20595	20595	20595
Totaal ingezette productie (eenheden > 10 MW)	19975	19615	19877	19696
Totaal belasting* (incl. productie door eenheden < 10 MW)	16375	14715	17577	15796
Uitwisseling Nederland (+ import / - export)	-3400	-4700	-2100	-3700

\* dit is exclusief ca. 200 MW aan netverliezen

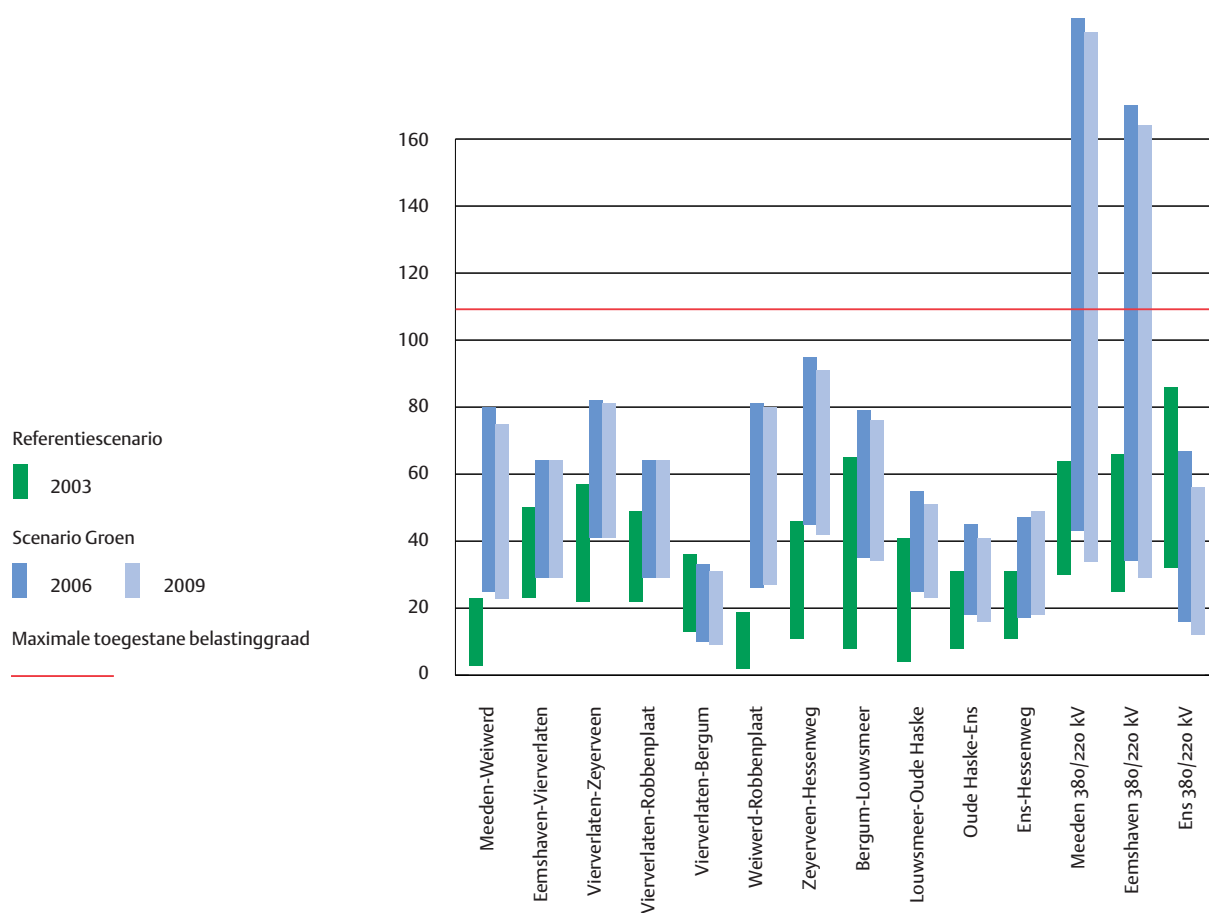
## Belastinggraad 380 kV-circuits in % van de nominale transportcapaciteit



## Belastinggraad 380 kV-grensoverschrijdende circuits in % van de nominale transportcapaciteit



### Belastinggraad 220 kV-circuits en 380/220 kV-transformatoren in % van de nominale transportcapaciteit

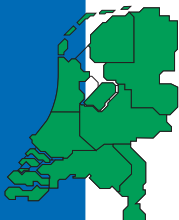


### Toetsing scenario aan criteria en omvang uitwisseling met het buitenland (MW)

Scenario	jaar	2003			2006			2009		
		a	b	c	a	b	c	a	b	c
Gas-regeert	zomer	4700	4700		-4700	-4700		-3700	-3700	
	winter	4700	4700	4700	-3400	-3400	-3400	-2100	-2100	-2100

groen: voldoet wel aan criterium, rood: voldoet niet aan criterium, 'wit': niet van toepassing

uitwisseling (MW) buitenland (+ :import, - :export) in de situatie zonder onderhoud of storing (inclusief netverliezen)



### **Knelpunten in het 380 kV- en 220 kV-hoogspanningsnet**

In dit scenario zijn knelpunten geconstateerd bij de 380/220 kV-transformatoren in Meeden en Eemshaven. Oorzaak is een hoge inzet van de beschikbare productiemiddelen in Eemshaven en Bergum en de additionele invoeding van 1000 MW windvermogen op het 380 kV-station Eemshaven.

### **Mogelijke maatregelen in het 380 kV- en 220 kV- hoogspanningsnet**

Bij toename van productiecapaciteit aangesloten op het 380 kV-station Eemshaven moet de beschikbare transformatorcapaciteit worden uitgebreid. Dit kan worden gerealiseerd door een extra 380/220- kV-transformator in Eemshaven en eventueel een extra 380/220 kV-transformator in Meeden te plaatsen. Het moment waarop dit aan de orde komt, wordt bepaald door de omvang en het moment van uitbreiding van het productievermogen.

### **Knelpunten in de aankoppeling van regionale netbeheerders**

#### **Transportnet Zuid-Holland**

Het in dit scenario gevonden knelpunt bij de 380/150 kV-koppeling bij Maasvlakte, is identiek aan het gevonden knelpunt in het Referentiescenario.

#### **Noord-West Net**

De invoeding van 1000 MW windvermogen op het 380 kV-station Beverwijk resulteert in een overbelasting van de 380/150 kV-koppeling in Beverwijk, als het 380 kV-circuit Oostzaan-Beverwijk uitvalt.

#### **Continuon Netbeheer (FGU) Lelystad**

De aansluiting van een windpark ter grootte van 1000 MW op het 380 kV-station Lelystad leidt, in het geval beide 380 kV-circuits naar Lelystad vanuit respectievelijk Ens en Diemen niet beschikbaar zijn, tot overbelasting van de 380/150 kV-koppeling Lelystad.

### **Mogelijke maatregelen met betrekking tot aankoppeling regionale netbeheerders**

#### **Transportnet Zuid-Holland**

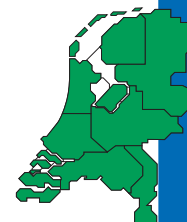
Zie voorziene maatregelen in het Referentiescenario.

#### **Noord-West Net**

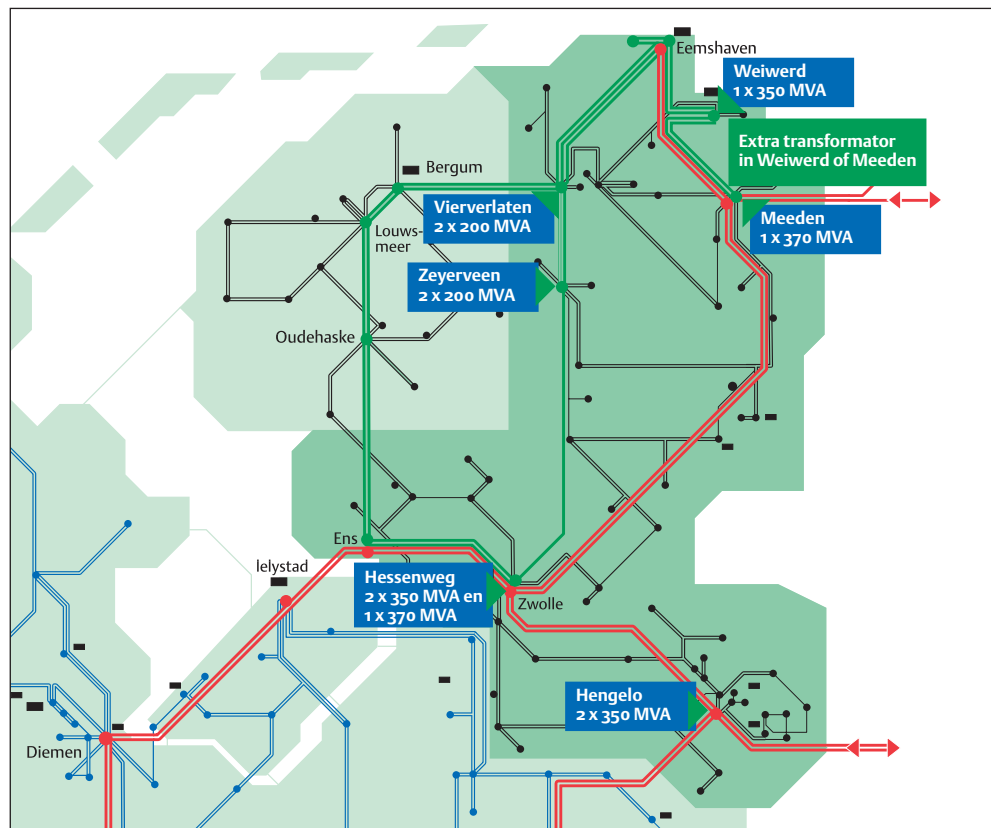
Het knelpunt zou deels kunnen worden opgelost met een tweede transformator te Beverwijk en/of het installeren van een tweede 380 kV-circuit tussen Beverwijk en Oostzaan. Onzeker is of de situatie in het deelnet stabiel blijft als de 380 kV-circuits Oostzaan-Diemen of Oostzaan-Beverwijk niet beschikbaar zijn. Op korte termijn zal een studie gestart worden om de stabiliteit van het deelnet in de betreffende situaties te onderzoeken. In het geval uit deze studie knelpunten ten aanzien van stabiliteit naar voren komen, zullen deze knelpunten in een volgend plan worden meegenomen.

#### **Continuon Netbeheer (FGU) Lelystad**

Wanneer daadwerkelijk een windpark ter grootte van 1000 MW aangesloten wordt op het 380 kV- station Lelystad, zal de uitbreiding van het station Lelystad naar een volledig dubbel railstation noodzakelijk zijn. Eventueel zal ook een tweede transformator in het 380 kV-station moeten worden geïnstalleerd.



## 6.5 Essent Network Noord

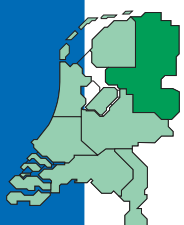


In totaal zijn voor de aansluiting van Essent Network Noord met 3640 MVA aan transformatorcapaciteit (inclusief de 3e transformator in Hengelo die voorzien is in 2003 in bedrijf te komen en exclusief alle 220/20 kV-transformatoren) vier varianten beschouwd. Deze varianten zijn doorgerekend voor een zomer- en wintersituatie voor de jaren 2003, 2006 en 2009. Het verschil tussen de zomer- en wintersituatie is dat de maximale belasting in de zomer 95% bedraagt van de maximale belasting in de winter.

De uitbreiding van windvermogen in het 110 kV-net van Essent Network Noord is in alle varianten gelijk verondersteld en is evenals het bestaande windvermogen en andere decentrale opwekeenheden met een vermogen kleiner dan 10 MW, verwerkt in de belasting.

Voor de eerste variant is een korte beschrijving gegeven van de uitgangspunten die bij de toetsing aan de criteria a, b en c zijn gebruikt voor de gehanteerde belasting en inzet van productievermogen. Voor deze variant zijn tevens de basisgegevens voor de berekeningen in een tabel gepresenteerd. Bij de beschrijving van de overige varianten zijn alleen de verschillen in uitgangspunten voor belasting en ingezet vermogen bij de toetsing aan de criteria aangegeven.

De grafiek geeft de resultaten van alle *loadflow* berekeningen per transformator voor de verschillende koppelpunten. In de rood-groene bloktabel zijn de resultaten van de toetsing per criterium gegeven voor de drie onderzochte jaren, inclusief de uitwisseling met het 380 kV- en 220 kV-net voor de situatie zonder onderhoud of storing.



## Varianten

### Variant Essent Netwerk Noord I

Deze variant gaat uit van een belastinggroei ten opzichte van 2003 met 295 MW en 453 MW in respectievelijk 2006 en 2009. Naast de autonome groei is ook rekening gehouden met:

- extra belasting door gascompressie (NAM) in 2003, 2006 en 2009 van respectievelijk 92 MW, 138 MW en 158 MW;
- een additionele belastingvraag van datahotels in 2003, 2006 en 2009 van respectievelijk 40 MW, 160 MW en 160 MW.

Van de beschikbare productiemiddelen is voor de toetsing aan de criteria a en b, 452 MW aan productievermogen in bedrijf verondersteld (onder andere de eenheid Harculo 60 is hierbij als niet ingezet verondersteld). Voor de toetsing aan het criterium c zijn alle beschikbare eenheden in bedrijf verondersteld. De inzet van de productiemiddelen in zomer en winter is voor alle jaren gelijk verondersteld.

### Variant Essent Netwerk Noord II

Deze variant gaat uit van een lage belastinggroei na 2003. Ten opzichte van variant I is de totale belasting in 2006 en 2009 respectievelijk 73 MW en 110 MW lager, waarvan 40 MW vanwege minder veronderstelde belastingvraag van datahotels.

Van de beschikbare productiemiddelen is voor de toetsing aan de criteria a en b, 650 MW in bedrijf verondersteld (de eenheid Harculo 60 is hierbij wederom als niet ingezet verondersteld). De inzet van de productiemiddelen in zomer en winter is identiek aan variant I voor alle jaren en criteria gelijk verondersteld.

### Variant Essent Netwerk Noord III

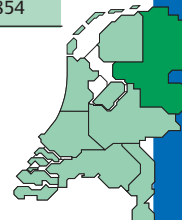
Deze variant gaat uit van een hoge belastinggroei na 2003. Ten opzichte van variant I is de totale belasting in 2006 en 2009 respectievelijk 102 MW en 248 MW hoger, waarvan in 2006 en 2009 respectievelijk 80 MW en 200 MW vanwege hoger veronderstelde vraag van datahotels. De veronderstelde productie is gelijk aan variant I.

### Variant Essent Netwerk Noord IV

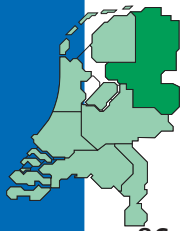
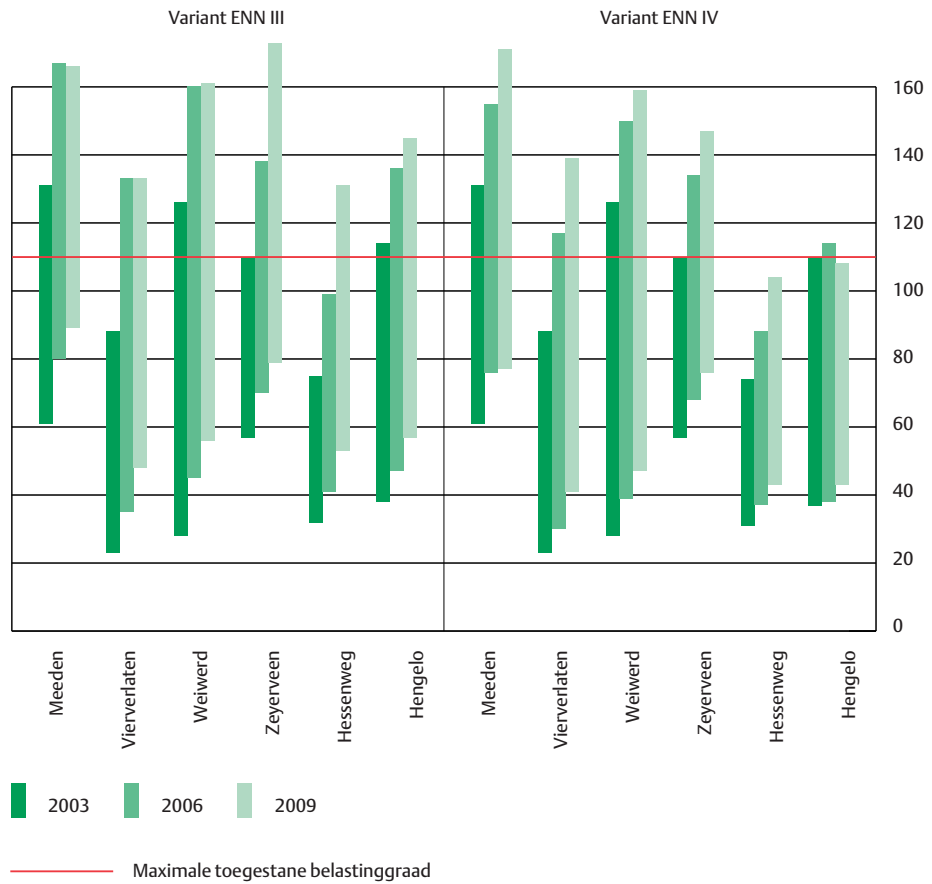
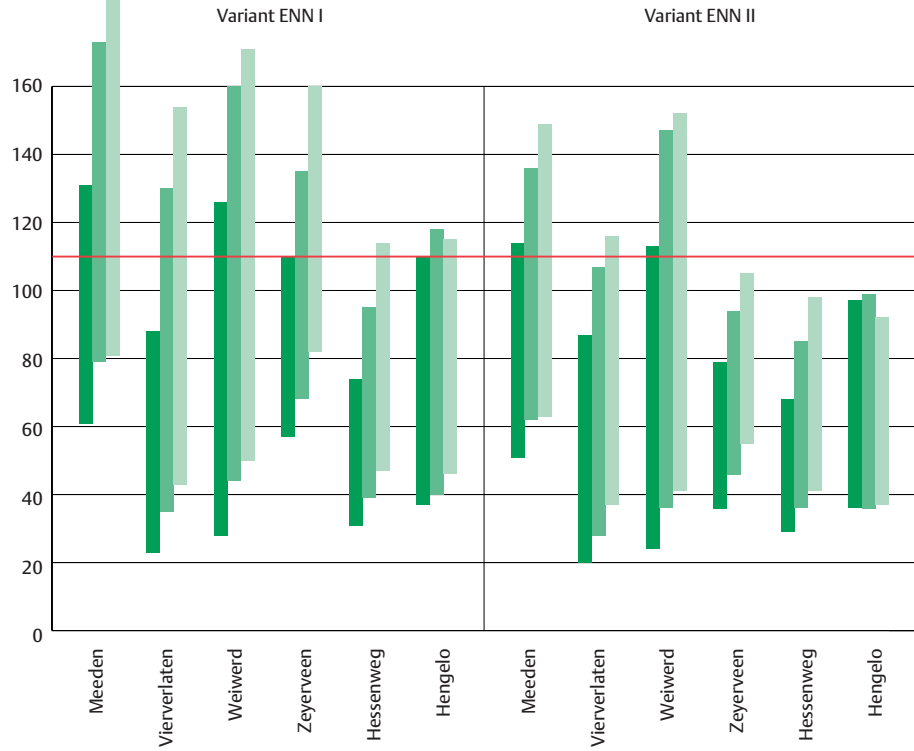
Deze variant gaat uit van de lage belastinggroei uit variant II in combinatie met de lage inzet van de beschikbare productiemiddelen uit variant I.

### Productie, belasting in de regio en uitwisseling (MW) met tenner voor toetsing van variant I Essent Netwerk Noord aan de criteria a en b

	2003		2006		2009	
	winter	zomer	winter	zomer	winter	zomer
Totaal opgestelde productie (eenheden >10 MW)	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Totaal ingezette productie (eenheden > 10 MW)	452	452	452	452	452	452
Totaal belasting (inclusief productie door eenheden < 10 MW)	1974	1875	2269	2155	2427	2306
Uitwisseling 110 kV (exclusief netverliezen)	1522	1423	1817	1703	1975	1854



**Berekende belastingen \* transformatoren Essent Netwerk Noord  
bij toetsing van de netontwerpcriteria voor 2003, 2006 en 2009**





## Toetsing varianten aan criteria en uitwisseling met tenner (MW)

Scenario	jaar criterium	2003			2006			2009		
		a	b	c	a	b	c	a	b	c
ENN I	zomer	1445	1445		1730	1730		1883	1883	
	winter	1546	1546	1695	1845	1845	1994	2007	2007	2156
ENN II	zomer	1247	1247		1465	1465		1586	1586	
	winter	1348	1348	1695	1576	1576	1923	1705	1705	2052
ENN III	zomer	1464	1464		1826	1826		2115	2115	
	winter	1566	1566	1715	1945	1945	2094	2252	2252	2401
ENN IV	zomer	1445	1445		1663	1663		1784	1784	
	winter	1546	1546	1695	1774	1774	1923	1903	1903	2052

groen: voldoet wel aan criterium, rood: voldoet niet aan criterium, 'wit': niet van toepassing

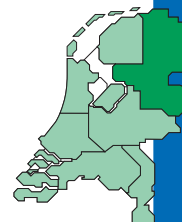
uitwisseling (MW) tenner(+ : richting regio, -: richting tenner) in de situatie zonder onderhoud of storing (incl.netverliezen)

### Knelpunten

Voor de drie meest zuidelijk gesitueerde koppelpunten Hessenweg, Hengelo en Zeyerveen komen in alle varianten vanaf 2006 knelpunten naar voren, met uitzondering van variant II waar een lage belastinggroei in combinatie met een hoge inzet van de beschikbare productiemiddelen is verondersteld. De hoge belasting van Zeyerveen wordt mede veroorzaakt doordat het 110 kV- en het 220 kV-net parallel bedreven worden, waardoor hoge doortransporten via Zeyerveen kunnen optreden.

De koppelpunten Hessenweg en Hengelo hebben een duidelijke onderlinge relatie. Tijdens onderhoud in één van de koppelpunten kan na een storing de overblijvende transformator een hoge belasting krijgen omdat via de transformator ook een deel van de belasting in het andere gebied gevoed wordt.

Voor de drie meest noordelijk gesitueerde koppelpunten Meeden, Weiwerd en Vierverlaten komen in alle varianten vanaf 2003 knelpunten naar voren bij Meeden en Weiwerd. Voor Vierverlaten is dit vanaf 2006 met uitzondering van variant II waar pas vanaf 2009 een knelpunt gevonden is. Deze knelpunten hebben een duidelijke relatie met de ingeschatte toename van de belasting ten behoeve van gascompressie nabij Groningen door NAM.



## Mogelijke maatregelen

### **Koppelpunten Hengelo en Hessenweg**

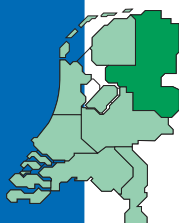
De knelpunten bij de aankoppeling van Hessenweg en Hengelo kunnen vooralsnog worden opgelost door het onderhoud van de in Hengelo en Hessenweg opgestelde transformatoren te kiezen in perioden van lage belasting van de aankoppelingen en verder indien dit nodig is door het kiezen van geëigende verschakelingen in het 110 kV-net.

### **Koppelpunt Zeyerveen**

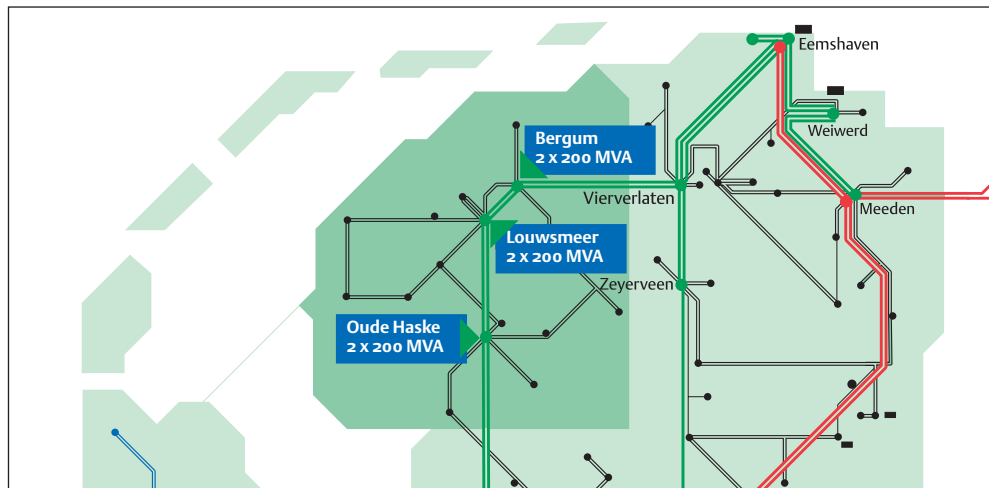
Ten aanzien van het knelpunt van de transportcapaciteit van de opgestelde transformatoren in Zeyerveen zal een studie gestart worden om de benodigde maatregelen vast te stellen. Vooruitlopend op de te treffen maatregelen zal het moment van onderhoud aan één van de transformatoren zorgvuldig gekozen moeten worden en zal eventueel gewerkt moeten worden met verschakelingen in het 110 kV-net.

### **Koppelpunten Meeden, Weiwerd en Vierverlaten**

Door de reguliere groei van de belastingvraag zal omstreeks 2006 in Weiwerd of Meeden een tweede 220/110 kV-transformator noodzakelijk zijn. Het tijdstip van de uitbreiding op het station Meeden of Weiwerd zal mogelijk moeten worden vervroegd bij de realisatie van de plannen van NAM voor gascompressie. Als kanttekening bij deze uitbreiding moet echter worden opgemerkt dat de prognose voor de maximale belasting van deze optie gelijktijdig is verondersteld met de reeds aanwezige andere belasting. Gezien de aard van de NAM-belasting hoeft dat niet het geval te zijn. Verder is de komst van de gascompressoren reeds meerdere keren uitgesteld en in omvang verminderd ten opzichte van eerdere prognoses. In de komende jaren moet bezien worden hoe de NAM-belasting zich daadwerkelijk ontwikkelt. Totdat hierover meer duidelijkheid ontstaat, kunnen voor de eerste jaren de knelpunten opgelost worden door het kiezen van onderhoud aan de opgestelde transformatoren in perioden van lage belasting van de aankoppeling.



## 6.6 Continuon Netbeheer (Friesland)



In totaal zijn voor de aansluiting van Continuon Netbeheer (Friesland) met een transformatorcapaciteit van 1200 MVA twee varianten doorgerekend. De varianten zijn doorgerekend voor een zomer- en wintersituatie voor de jaren 2003, 2006 en 2009. Het verschil tussen de zomer- en wintersituatie in dit deelnet is dat in de zomer de maximale belasting 88% bedraagt van de maximale belasting in de winter.

Voor de eerste variant is een korte beschrijving gegeven van de uitgangspunten die bij de toetsing aan de criteria a, b en c zijn gebruikt voor de gehanteerde belasting en inzet van productievermogen. Voor deze variant zijn tevens de basisgegevens voor de berekeningen in een tabel gepresenteerd. Bij de beschrijving van de andere variant zijn alleen de verschillen in uitgangspunten voor belasting en ingezet vermogen bij de toetsing aan de criteria aangegeven. Overigens is voor dit deelnet geen productievermogen groter dan 10 MW in bedrijf verondersteld.

De grafiek geeft de resultaten van alle *loadflow* berekeningen per transformator voor de verschillende koppelpunten. In de rood-groene bloktabel zijn de resultaten van de toetsing per criterium gegeven voor de drie onderzochte jaren, inclusief de uitwisseling met het 220 kV-net voor de situatie zonder onderhoud of storing.

### Varianten

#### Variant Continuon Netbeheer (Friesland) I

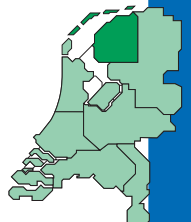
Deze variant gaat uit van een belastinggroei in 2006 en 2009 ten opzichte van 2003, met respectievelijk 27 MW en 57 MW. De uitbreiding van windvermogen is, evenals de inzet van het bestaande windvermogen en andere decentrale opwekeenheden met een vermogen kleiner dan 10 MW, verdisconteerd in de belasting.

#### Variant Continuon Netbeheer (Friesland) II

Deze variant gaat ten opzichte van variant I voor de periode vanaf 2006 uit van een daling van de belastinggroei en een extra uitbreiding van geïnstalleerd windvermogen. Deze veranderingen leiden per saldo tot een uitwisseling die in 2009 circa 20 MW lager is dan de uitwisseling in variant I.

#### Knelpunten

In geen van de doorgerekende varianten komen knelpunten naar voren.



**Productie, belasting in de regio en uitwisseling (MW) met tenner voor toetsing van variant I Continuon Netbeheer (Friesland) aan de criteria a en b**

Prod.cap.	2003		2006		2009	
	winter	zomer	winter	zomer	winter	zomer
Totaal opgestelde productie (eenheden >10 MW))	0	0	0	0	0	0
Totaal ingezette productie (eenheden > 10 MW)	0	0	0	0	0	0
Totaal belasting (inclusief productie door eenheden < 10 MW)	450	396	477	420	507	447
Uitwisseling 110 kV (exclusief netverliezen)	450	396	477	420	507	447

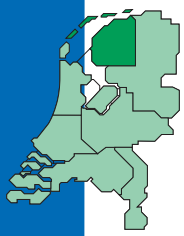
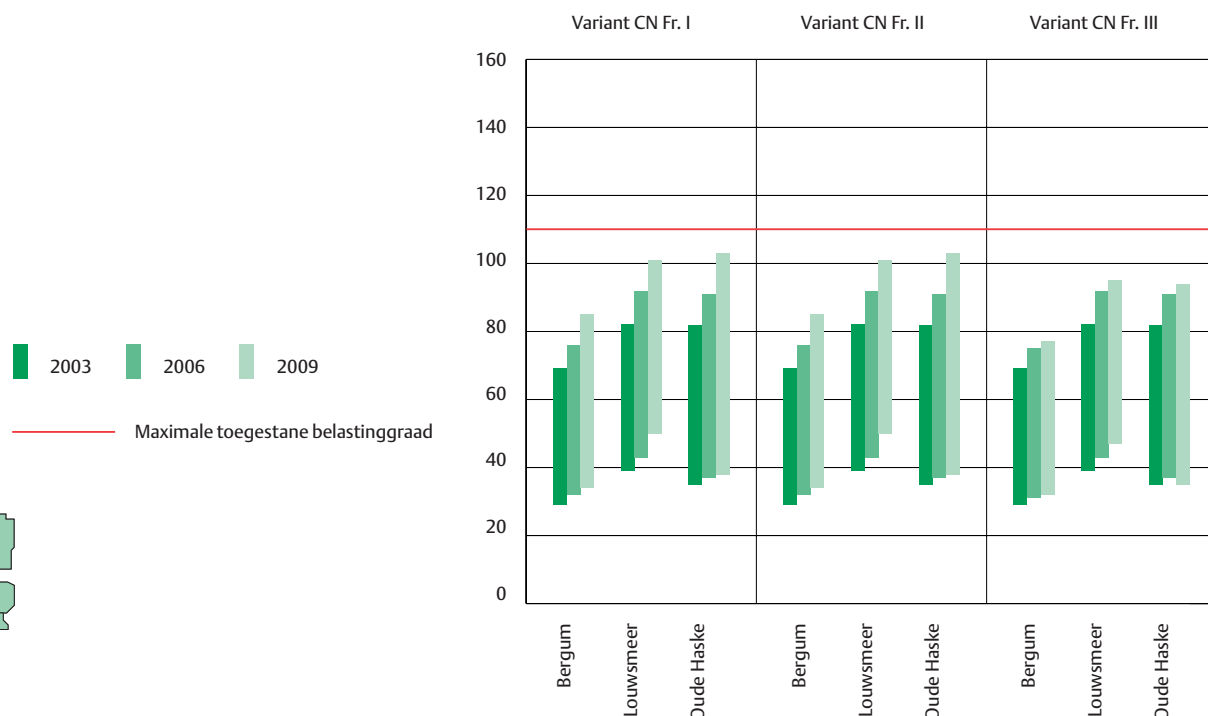
**Toetsing varianten aan criteria en uitwisseling met tenner (MW)**

Scenario	jaar	criterium	2003			2006			2009		
			a	b	c	a	b	c	a	b	c
CN Fr. I	zomer		403	403		427	427		454	454	
	winter		457	457	457	484	484	484	514	514	514
CN Fr. II	zomer		403	403		427	427		436	436	
	winter		457	457	457	484	484	484	494	494	494

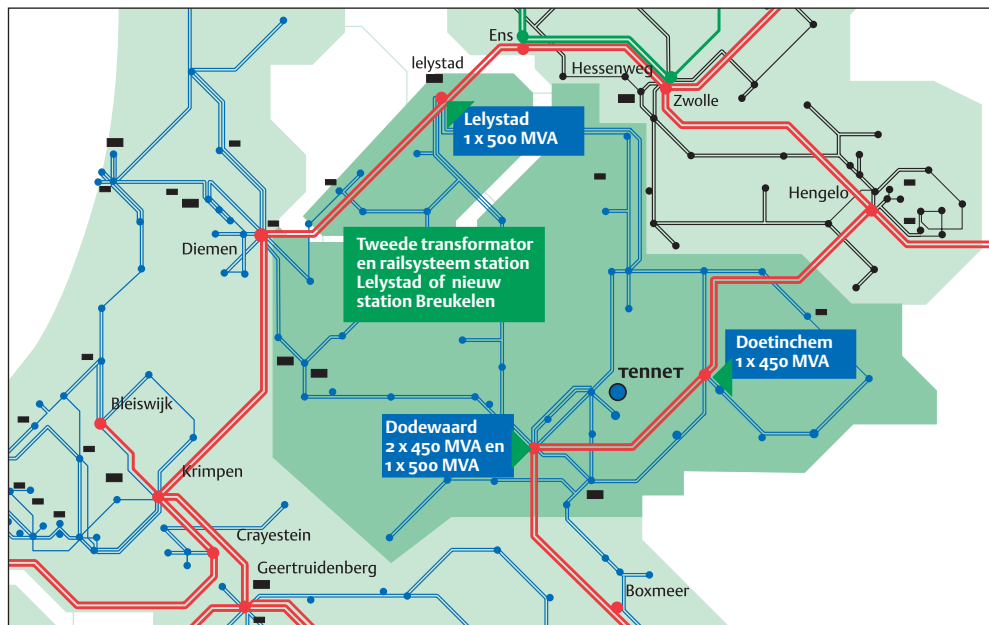
groen: voldoet wel aan criterium, rood: voldoet niet aan criterium, 'wit': niet van toepassing

uitwisseling (MW) tenner(+ :richting regio, -: richting tenner) in de situatie zonder onderhoud of storing (incl.netverliezen)

**Belastinggraad transformatoren in % van de nominale transportcapaciteit**



## 6.7 Continuon Netbeheer (Flevoland, Gelderland en Utrecht)



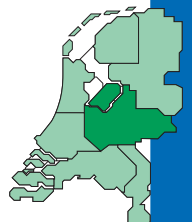
In totaal zijn voor de aansluiting van Continuon Netbeheer (FGU) met een transformatorcapaciteit van 2850 MVA (dit is inclusief de tweede transformator in Doetinchem die in 2003 in bedrijf komt) drie varianten doorgerekend. Deze varianten zijn doorgerekend voor een zomer- en wintersituatie voor de jaren 2003, 2006 en 2009. De verschillen tussen de zomer- en wintersituatie in dit deelnet zijn:

- in de zomer is, door een lagere inzet van stadsverwarmingseenheden, 278 MW minder productievermogen in bedrijf verondersteld dan in de winter;
- de maximale belasting in de zomer bedraagt 88% van de maximale belasting in de winter.

De uitbreiding van windvermogen is, evenals de inzet van het bestaande windvermogen en andere decentrale opwekeenheden met een vermogen kleiner dan 10 MW, verdisconteerd in de belasting.

Voor de eerste variant is een korte beschrijving gegeven van de uitgangspunten die bij de toetsing aan de criteria a, b en c zijn gebruikt voor de gehanteerde belasting en inzet van productievermogen. Voor deze variant zijn tevens de basisgegevens voor de berekeningen in een tabel gepresenteerd. Bij de beschrijving van de overige varianten zijn alleen de verschillen in uitgangspunten voor belasting en ingezet vermogen bij de toetsing aan de criteria aangegeven.

De grafiek geeft de resultaten van alle *loadflow* berekeningen per transformator voor de verschillende koppelpunten. In de rood-groene bloktabel zijn de resultaten van de toetsing per criterium gegeven voor de drie onderzochte jaren, inclusief de uitwisseling met het 380 kV-net voor de situatie zonder onderhoud of storing.



**Variante Continuon Netbeheer (FGU) I**

Deze variant gaat uit van een belastinggroei ten opzichte van 2003 met respectievelijk 134 MW en 381 MW voor 2006 en 2009. Van de beschikbare productiemiddelen is voor de toetsing aan de criteria a en b, 1291 MW in de winter en 1013 MW in de zomer in bedrijf verondersteld voor alle onderzochte jaren. Voor de toetsing aan het criterium c zijn alle beschikbare eenheden in bedrijf verondersteld. Van de in dit deelnet aanwezige eenheden Flevo 30, Flevo Gasturbine 1 en Lage Weide 5 is verondersteld dat deze niet inzetbaar zijn in de criteria a, b en c.

**Variante Continuon Netbeheer (FGU) II**

Deze variant verschilt met variant I door een hogere inzet van de opgestelde productiemiddelen, mede door het weer in gebruik nemen van het productiemiddel Flevo 30 (491 MW). Bij de toetsing aan de criteria a en b is derhalve voor de winter- en zomersituatie uitgegaan van een toename van de inzet van productievermogen met respectievelijk 591 MW en 491 MW. Voor de toetsing aan criterium c is eveneens uitgegaan van de inzet van het weer in gebruik genomen productiemiddel Flevo 30.

**Variante Continuon Netbeheer (FGU) III**

Deze variant gaat ten opzichte van variant I voor de periode vanaf 2006 uit van een verlaging van de belastinggroei en een extra uitbreiding van geïnstalleerd windvermogen. Deze beide veranderingen leiden per saldo tot een belasting in het FGU-net die in 2009 circa 100 MW lager is dan de belasting in variant I.

Van de beschikbare productiemiddelen is voor de toetsing aan de criteria a en b verondersteld dat vanaf 2006 de kolengestookte eenheid Gelderland 13 (602 MW) niet meer wordt ingezet. Bij criterium c wordt eenheid Gelderland 13 nog wel ingezet, in tegenstelling tot de eenheid Merwedekanaal 10 die in deze variant vanaf 2006 niet meer inzetbaar verondersteld wordt.

**Knelpunten**

In alle varianten komt het koppelpunt Lelystad vanaf 2006 als knelpunt naar voren.

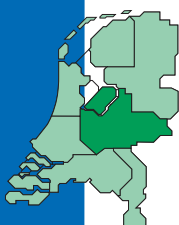
In de eerste variant komt bij toetsing aan criteria a en b in 2009 ook een knelpunt naar voren bij het koppelpunt Doetinchem.

In variant III, waar verondersteld is dat de eenheid Gelderland 13 niet meer wordt ingezet in de criteria a en b, ontstaan ook voor de koppelpunten Dodewaard en Doetinchem vanaf 2006 knelpunten.

De gesignaleerde knelpunten hangen nauw samen met het gekozen inzetschema van de productiemiddelen. De hoge belasting van de noordoostelijke koppelpunten Lelystad en Doetinchem zijn het meest persistent. De belasting van het koppelpunt Dodewaard hangt met name samen met de inzet van de eenheid Gelderland 13.

**Mogelijke maatregelen**

In eerste instantie kan gedacht worden aan vergroting van de transformatorcapaciteit in Lelystad inclusief aanleg dubbel railsysteem als oplossing van het probleem. Door de regionale netbeheerder Enbu, aangesloten op het regionale net van Continuon, is verzocht om ook het creëren van een nieuw koppelpunt Breukelen in de beschouwing te betrekken. Eerste studies hebben uitgewezen dat het bouwen van dit koppelpunt met één transformator in 2006 voor de gezamenlijke netbeheerders de beste optie lijkt te zijn. Nadere studies zullen de technisch/economische haalbaarheid moeten onderbouwen. Vervolgens zal omstreeks 2009 de aansluitcapaciteit opnieuw moeten worden uitgebreid in één van de koppelpunten.



## Productie, belasting in de regio en uitwisseling (MW) met tenner voor toetsing van variant I Continuon Netbeheer (FGU) aan de criteria a en b

Prod.cap.	2003		2006		2009	
	winter	zomer	winter	zomer	winter	zomer
Totaal opgestelde* productie (eenheden >10 MW))	1391	1391	1391	1391	1391	1391
Totaal ingezette productie (eenheden > 10 MW)	1291	1013	1291	1013	1291	1013
Totaal belasting (inclusief productie door eenheden < 10 MW)	2521	2218	2655	2337	2902	2553
Uitwisseling 150 kV (exclusief netverliezen)	1230	1205	1364	1324	1611	1540

\* exclusief eenheden FL30,FLG1 en LWE5

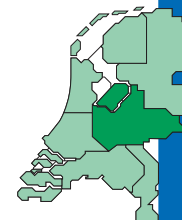
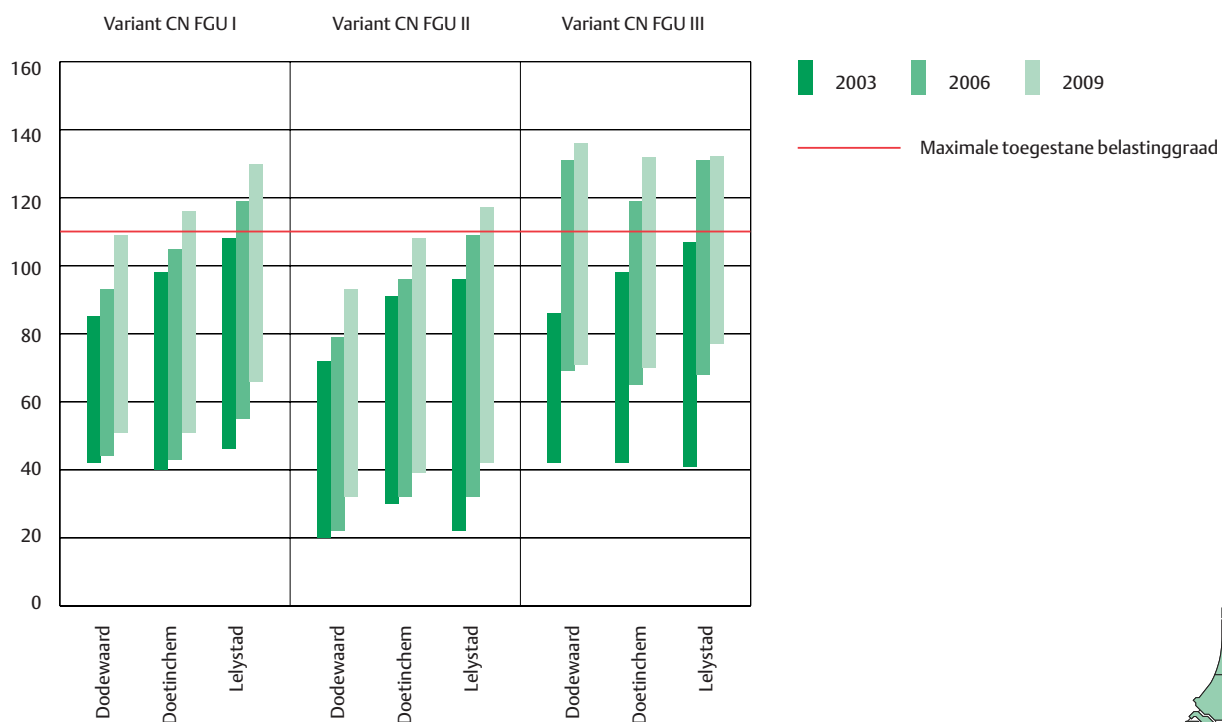
## Toetsing varianten aan criteria en uitwisseling met tenner (MW)

Scenario	jaar criterium	2003			2006			2009		
		a	b	c	a	b	c	a	b	c
CN FGU I	zomer	1230	1230		1354	1354		1575	1575	
	winter	1255	1255	2004	1394	1394	2143	1646	1646	2395
CN FGU II	zomer	739	739		863	863		1084	1084	
	winter	664	664	1757	803	803	1896	1055	1055	2148
CN FGU III	zomer	1230	1230		1966	1966		2101	2101	
	winter	1255	1255	2004	2006	2006	2253	2159	2159	2406

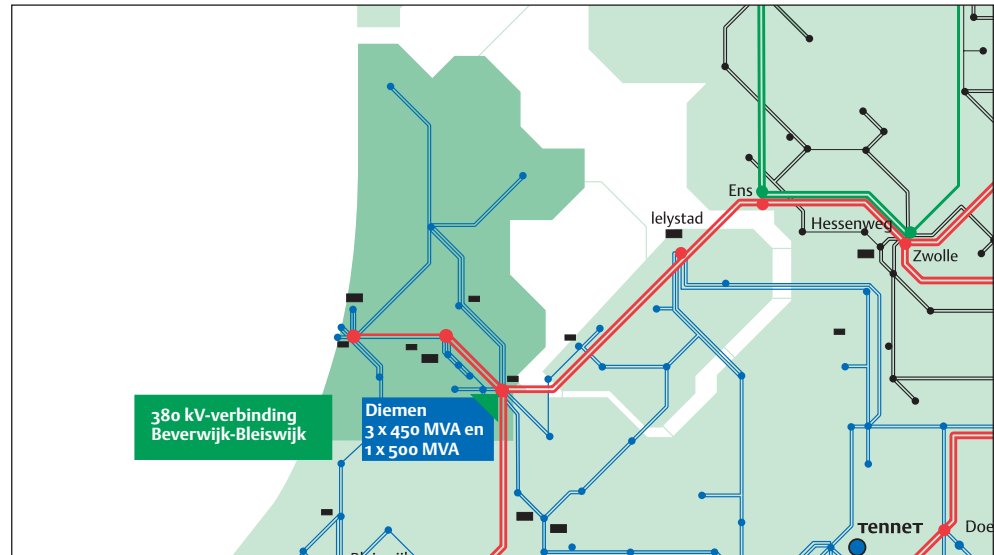
groen: voldoet wel aan criterium, rood: voldoet niet aan criterium, 'wit': niet van toepassing

uitwisseling (MW) tenner(+ :richting regio, -: richting tenner) in de situatie zonder onderhoud of storing (incl.netverliezen)

## Belastinggraad transformatoren in % van de nominale transportcapaciteit



## 6.8 Noord-West Net



Deze aansluiting heeft in 2003 nog een transformatorcapaciteit van 1850 MVA. Vanaf 2006 is aangenomen dat in het kader van het project Randstad, een uitbreiding van de transformatorcapaciteit plaatsvindt met 1500 MVA in Oostzaan en 500 MVA in Beverwijk.

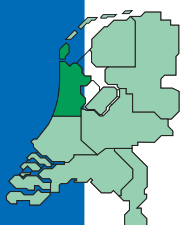
Voor de aansluiting van Noord-West Net zijn drie varianten doorgerekend voor een zomer- en wintersituatie voor de jaren 2003, 2006 en 2009. De verschillen tussen de zomer- en wintersituatie in dit deelnet zijn:

- in de zomer is bij de toetsing aan de criteria a en b, vanwege een mindere warmtevraag 59 MW minder productievermogen in bedrijf verondersteld dan in de winter;
- voor de maximale belasting in de zomer is 95% van de maximale belasting in de winter verondersteld.

De uitbreiding van windvermogen is, evenals de inzet van het bestaande windvermogen en andere decentrale opwekeenheden met een vermogen kleiner dan 10 MW, verdisconteerd in de belasting.

Voor de eerste variant is een korte beschrijving gegeven van de uitgangspunten die bij de toetsing aan de criteria a, b en c zijn gebruikt voor de gehanteerde belasting en inzet van productievermogen. Voor deze variant zijn tevens de basisgegevens voor de berekeningen in een tabel gepresenteerd. Bij de beschrijving van de overige varianten zijn alleen de verschillen in uitgangspunten voor belasting en ingezet vermogen bij de toetsing aan de criteria aangegeven.

De grafiek geeft de resultaten van alle *loadflow* berekeningen per transformator voor de verschillende koppelpunten. In de rood-groene bloktabel zijn de resultaten van de toetsing per criterium gegeven voor de drie onderzochte jaren, inclusief de uitwisseling met het 380 kV-net voor de situatie zonder onderhoud of storing.





## Varianten

### Variant Noord-West Net I

In deze variant is de productie binnen de regio voor alle jaren gelijk verondersteld. Van de beschikbare productiemiddelen is voor de toetsing aan de criteria a en b, 1610 MW in de winter en 1541 MW in de zomer in bedrijf verondersteld. Voor de toetsing aan het criterium c zijn alle beschikbare eenheden in bedrijf verondersteld voor alle onderzochte jaren. De groei van de belasting bedraagt ten opzichte van 2003 in 2006 en 2009 respectievelijk 159 MW en 283 MW.

### Variant Noord-West Net II

Deze variant verschilt met variant I door een hogere inzet van de opgestelde productiemiddelen. Bij toetsing aan de criteria a en b is voor de winter en zomer een toename van de productie-inzet verondersteld met respectievelijk 1093 MW en 634 MW.

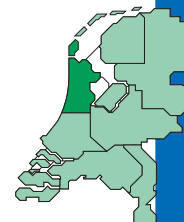
### Variant Noord-West Net III

Deze variant gaat ten opzichte van variant I voor de periode vanaf 2006 uit van een afname van de belastinggroei en een extra uitbreiding van geïnstalleerd windvermogen. Deze beide veranderingen leiden per saldo tot een belasting in het 150 kV-net die in 2009 circa 50 MW lager is dan de belasting in variant I.

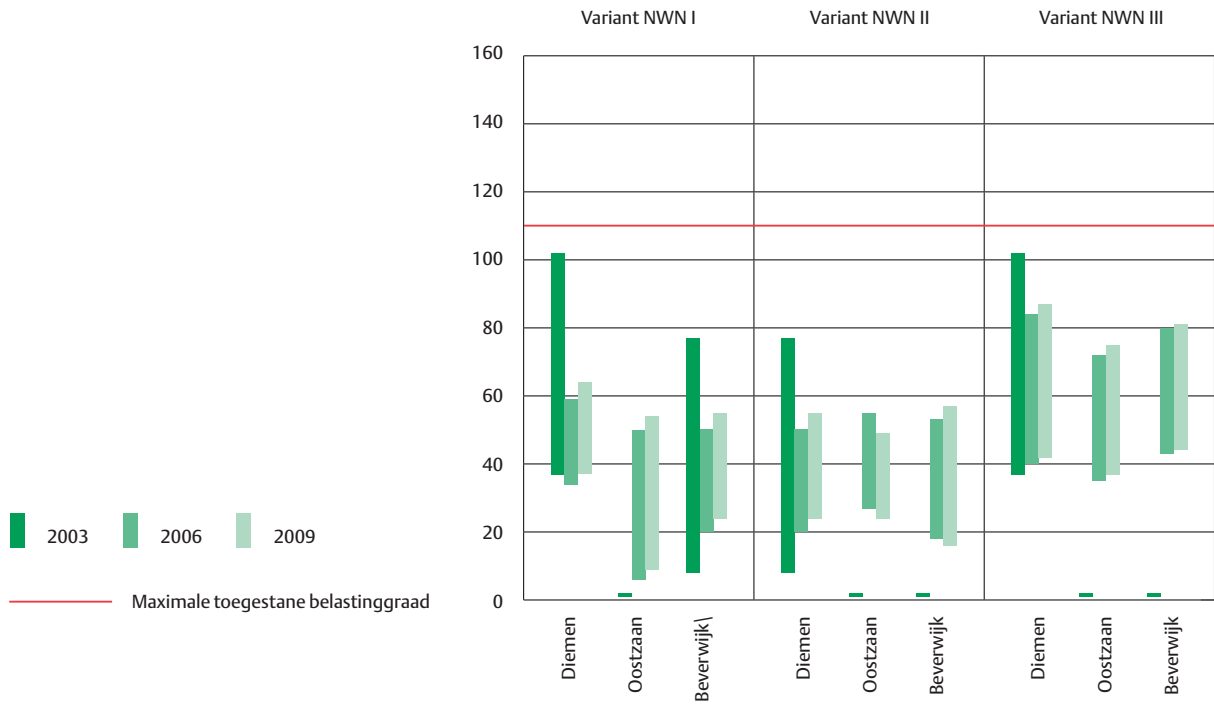
Van de beschikbare productiemiddelen is voor de toetsing aan de criteria a en b verondersteld dat vanaf 2006 de kolengestookte eenheid Hemweg 8 (650 MW) niet meer wordt ingezet.

### Productie, belasting in de regio en uitwisseling (MW) met tenner voor toetsing van variant I Noord West Net aan de criteria a en b

Prod.cap.	2003		2006		2009	
	winter	zomer	winter	zomer	winter	zomer
Totaal opgestelde productie (eenheden >10 MW))	2703	2703	2703	2703	2703	2703
Totaal ingezette productie (eenheden > 10 MW)	1610	1541	1610	1541	1610	1541
Totaal belasting (incl. productie < 10 MW, excl. netverlies)	2330	2213	2489	2364	2612	2482
Uitwisseling 150 kV (exclusief netverliezen)	720	672	879	823	1002	941



### Belastinggraad transformatoren in % van de nominale transportcapaciteit

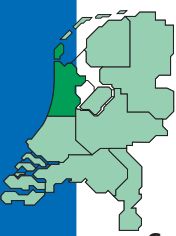


### Toetsing varianten aan criteria en uitwisseling met tenner (MW)

jaar		2003			2006			2009		
Scenario	criterium	a	b	c	a	b	c	a	b	c
NWN I	zomer	717	717		870	870		990	990	
	winter	766	766	957	928	928	1119	1055	1055	1246
NWN II	zomer	83	83		236	236		356	356	
	winter	-327	-327	957	-165	-165	1119	-38	-38	1246
NWN III	zomer	717	717		1520	1520		1590	1590	
	winter	766	766	957	1578	1578	1119	1651	1651	1192

groen: voldoet wel aan criterium, rood: voldoet niet aan criterium, 'wit': niet van toepassing

uitwisseling (MW) tenner(+ :richting regio, -: richting tenner) in de situatie zonder onderhoud of storing (incl.netverliezen)



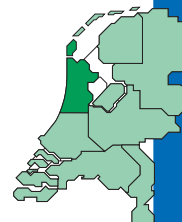
## Knelpunten

In variant I waarbij op de locatie Hemweg één eenheid (Hemweg 8) in bedrijf is, ontstaat in een aantal storingssituaties in 2009 door toename van de belasting een te lage spanning in het 150 kV-deelnet. Vanaf 2006 ontstaat ook bij variant III, waarbij geen productie verondersteld is op de locatie Hemweg, deze onacceptabele situatie op het moment dat beide 380 kV-circuits vanaf Oostzaan niet beschikbaar zijn.

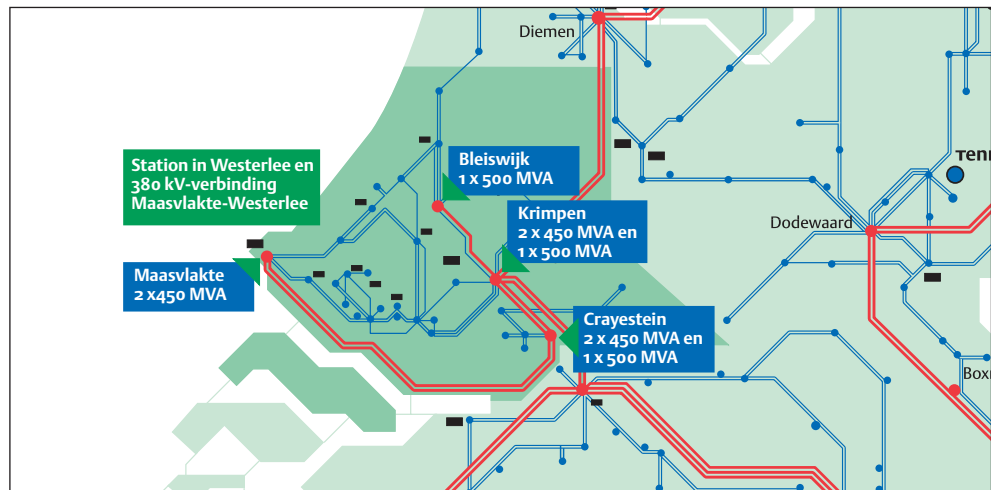
Dit laatste knelpunt is ook vermeld bij de beschrijving van de beschouwing van het 380 kV- en 220 kV-hoogspanningsnet. Omdat in de scenario's van de beschouwing van het 380 kV- en 220 kV-hoogspanningsnet altijd is uitgegaan van inzet van productie op de locatie Hemweg komt het knelpunt daar alleen vanaf 2009 naar voren.

## Mogelijke maatregelen

Tot 2009 zal het knelpunt kunnen worden opgelost door beperkingen op te leggen aan onderhoud aan de 380 kV-verbindingen vanaf Oostzaan of inzetverplichtingen van productievermogen op de locatie Hemweg en/of Velsen. Structureel is een verbinding van Beverwijk naar Bleiswijk de oplossing. Deze maatregel is al beschreven bij de beschouwing van het 380 kV- en 220 kV-hoogspanningsnet.



## 6.9 Transportnet Zuid-Holland

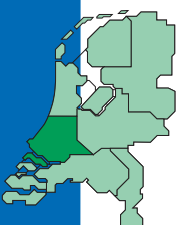


In totaal zijn voor de aansluiting van Transportnet Zuid-Holland met een transformatorcapaciteit van 3700 MVA (bij de veronderstelling dat de 500 MVA-transformator in Craijestein niet is aangesloten) drie varianten doorgerekend. De varianten zijn doorgerekend voor een zomer- en wintersituatie voor de jaren 2003, 2006 en 2009. De verschillen tussen de zomer- en wintersituatie in dit deelnet zijn:

- in de zomer is bij de toetsing aan de criteria a en b, vanwege een mindere warmtevraag, een lagere inzet van de productie verondersteld dan in de winter. De gekozen inzet is gebaseerd op historische patronen van de verschillende productiemiddelen. De meeste verschillen zijn terug te voeren op een mindere warmtevraag in de zomer;
- de maximale belasting in de zomer bedraagt 78% van de maximale belasting in de winter. Tevens is er voor de zomersituatie een andere verdeling van de belastingvraag over de verschillende 150 kV-stations aangenomen ten opzichte van de situatie in de winter.

De decentrale opwekeenheden met een vermogen kleiner dan 10 MW zijn verdisconteerd in de belasting. Voor alle varianten is uitgegaan van één variant voor de belastingvraag. Voor de eerste variant is een korte beschrijving gegeven van de uitgangspunten die bij de toetsing aan de criteria a, b en c zijn gebruikt voor de gehanteerde belasting en inzet van productievermogen. Voor deze variant zijn tevens de basisgegevens voor de berekeningen in een tabel gepresenteerd. Bij de beschrijving van de overige varianten zijn alleen de verschillen in uitgangspunten voor belasting en ingezet vermogen bij de toetsing aan de criteria aangegeven.

De grafiek geeft de resultaten van alle *loadflow* berekeningen per transformator voor de verschillende koppelpunten. In de rood-groene bloktabel zijn de resultaten van de toetsing per criterium gegeven voor de drie onderzochte jaren, inclusief de uitwisseling met het 380 kV-net voor de situatie zonder onderhoud of storing.



## Varianten

### Variant Transportnet Zuid-Holland I

In deze variant is voor de toetsing aan de criteria a en b aangenomen dat in de regio 1166 MW en 849 MW aan productievermogen in respectievelijk de winter en zomer van 2003 zal worden ingezet. Vanaf 2006 is de extra inzet van 2 x 400 MW aan nieuw productievermogen verondersteld, waarbij aangenomen is dat deze in de winter voor 90% van het nominale vermogen is ingezet en in de zomer voor 80%. Voor de toetsing aan het criterium c zijn alle beschikbare eenheden in bedrijf verondersteld.

De groei van de maximale belasting binnen de regio ten opzichte van 2003, waarbij het 150 kV-net achter Craijestein is samengenomen met dat van Krimpen, Maasvlakte en Bleiswijk, bedraagt in 2006 en 2009 respectievelijk circa 370 MW en 630 MW.

### Variant Transportnet Zuid-Holland II

Deze variant verschilt met variant I door een hogere inzet van de opgestelde productiemiddelen. Bij toetsing aan de criteria a en b is voor de winter en zomer een toename van de productie-inzet verondersteld met respectievelijk circa 180 MW en circa 170 MW. Net als in variant I is vanaf 2006 de inbedrijfname van 2 x 400 MW aan nieuw productievermogen verondersteld. Daarbij is aangenomen dat dit vermogen zowel in de winter als in de zomer voor 90% van het nominale vermogen is ingezet.

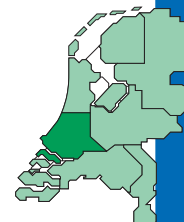
### Variant Transportnet Zuid-Holland III

Deze variant verschilt met variant I door een lagere inzet van de opgestelde productiemiddelen. Bij toetsing aan de criteria a en b is voor de winter en zomer een afname van de productie-inzet verondersteld met respectievelijk circa 540 MW en circa 420 MW. Net als in variant I is vanaf 2006 de inbedrijfname van 2 x 400 MW aan nieuw productievermogen verondersteld.

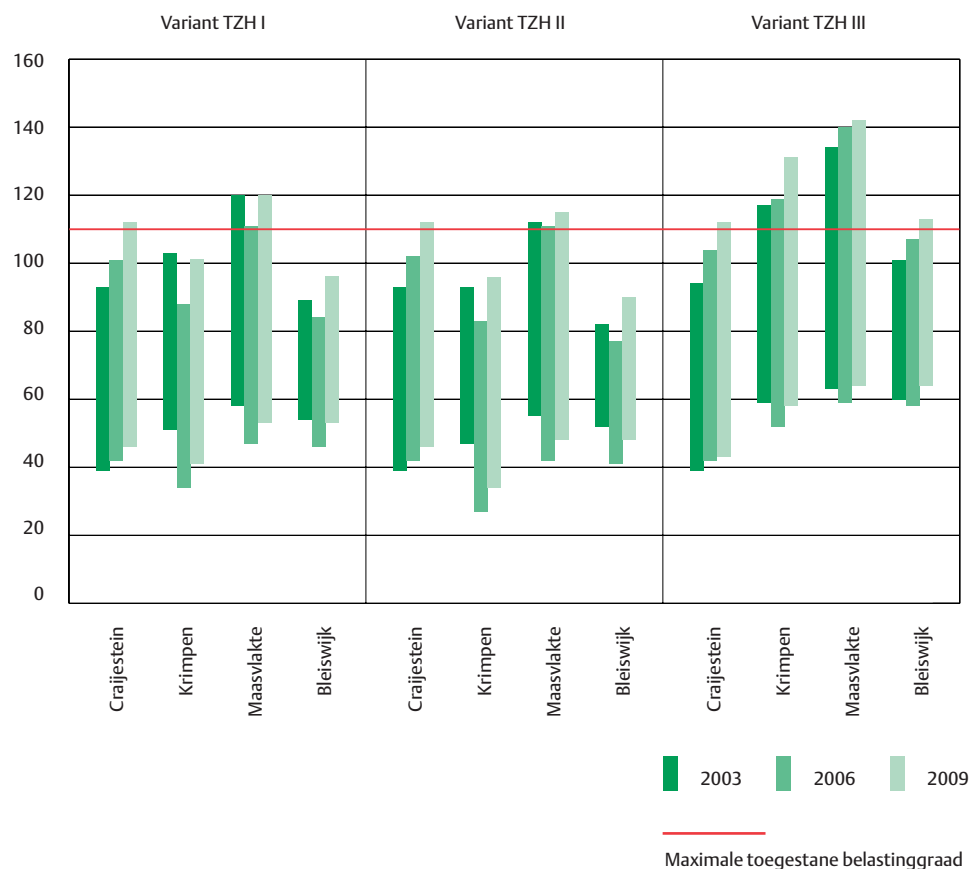
Daarbij is aangenomen dat dit vermogen zowel in de winter als in de zomer voor 50% van het nominale vermogen is ingezet (door één van beide eenheden 100% in te zetten).

### Productie, belasting in de regio en uitwisseling (MW) met tenner voor toetsing van variant I Transportnet Zuid-Holland aan de criteria a en b

Prod.cap.	2003		2006		2009	
	winter	zomer	winter	zomer	winter	zomer
Totaal opgestelde productie (eenheden >10 MW))	1642	1642	2449	2449	2449	2449
Totaal ingezette productie (eenheden > 10 MW)	1166	849	1894	1495	1894	1495
Totaal belasting (incl. productie < 10 MW, excl. netverlies)	3507	2736	3873	3010	4138	3217
Uitwisseling 150 kV (exclusief netverliezen)	2341	1887	1979	1515	2244	1722



## Belastinggraad transformatoren in % van de nominale transportcapaciteit

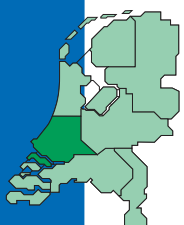


### Toetsing varianten aan criteria en uitwisseling met tennet (MW)

Scenario	jaar	criterium	2003			2006			2009		
			a	b	c	a	b	c	a	b	c
TZH I	zomer		1897	1897		1527	1527		1736	1736	
	winter		2355	2355	2364	1995	1995	2247	2263	2263	2515
TZH II	zomer		1802	1802		1350	1350		1559	1559	
	winter		2171	2171	2364	1811	1811	2247	2079	2079	2515
TZH III	zomer		2074	2074		1946	1946		2155	2155	
	winter		2577	2577	2364	2541	2541	2247	2809	2809	2515

groen: voldoet wel aan criterium, rood: voldoet niet aan criterium, 'wit': niet van toepassing

uitwisseling (MW) tennet(+ : richting regio, - : richting tennet) in de situatie zonder onderhoud of storing (incl.netverliezen)



## Knelpunten

In alle varianten komt het koppelpunt Maasvlakte vanaf 2003 en het koppelpunt Craijestein vanaf 2009 als knelpunt naar voren. Het knelpunt op het koppelpunt Maasvlakte is ook vermeld bij de beschrijving van de beschouwing van het 380 kV- en 220 kV- hoogspanningsnet, waar het met name bij de zeekabelsvariant in zeer sterke mate naar voren komt.

In de variant waar een lagere inzet van de beschikbare productiemiddelen is verondersteld ontstaat vanaf 2003 ook een knelpunt in het koppelpunt Krimpen en vanaf 2009 in het koppelpunt Bleiswijk.

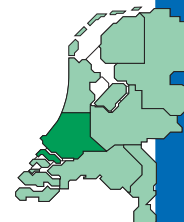
## Mogelijke maatregelen

De knelpunten die in 2003 in de stations Maasvlakte en eventueel Krimpen worden geconstateerd zijn nu nog op te heffen door het onderhoud aan de bestaande transformatoren in de stations Maasvlakte, Krimpen en Bleiswijk af te stemmen op de te verwachten productie- en belastingsituaties. Met het in bedrijf komen van het 2 x 400 MW aan productievermogen in de loop van 2004 zijn voor een korte periode de knelpunten bij Maasvlakte en Krimpen opgelost. Vanaf 2006 is echter toch de uitbreiding van de transformatorcapaciteit in of nabij Maasvlakte noodzakelijk om de groei in de belasting te kunnen opvangen. Met deze uitbreiding wordt ook het in variant III gevonden knelpunt Krimpen weggenomen.

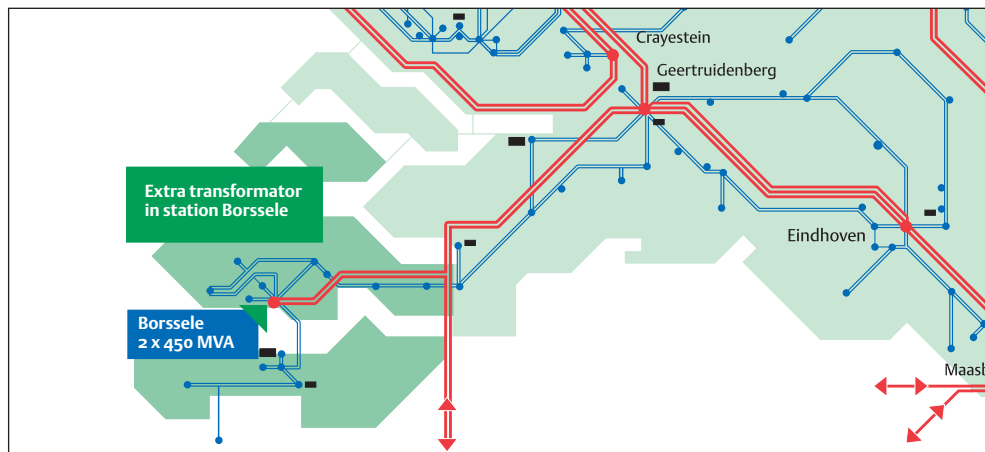
Eerste studies hebben laten zien dat uitbreiding van de transformatorcapaciteit te Maasvlakte het beste kan worden gerealiseerd door het creëren van een nieuw koppelpunt te Westerlee met één transformator. Door Transportnet Zuid-Holland is aangegeven dat een nieuw koppelpunt al noodzakelijk is vanaf het in bedrijf komen van het nieuwe productievermogen vanwege hiermee samenhangende topologiewijzigingen in het 150 kV-net. Hierop zal nader worden gestudeerd.

Een nieuw koppelpunt te Westerlee past in de mogelijke 380 kV-verbinding uitbreiding Maasvlakte-Bleiswijk. De realisatietermijn voor het station Westerlee zal mede bepaald worden door de proceduretijd noodzakelijk voor het nieuwe station en de 380 kV-lijn Maasvlakte-Westerlee.

Deze netaanpassing is ook vermeld bij de beschrijving van de beschouwing van het 380 kV- en 220 kV-hoogspanningsnet met name bij de maatregelen om knelpunten bij de zeekabelsvariant weg te nemen.



## 6.10 Delta Netwerk



In totaal zijn voor de aansluiting van Delta Netwerk met een transformatorcapaciteit van 900 MVA drie varianten doorgerekend voor een zomer- en/of wintersituatie voor de jaren 2003, 2006 en 2009. Het verschil tussen de zomer- en wintersituatie in dit deelnet is dat de maximale belasting in de zomer 95% van de maximale belasting in de winter bedraagt.

De decentrale opwekeenheden met een vermogen kleiner dan 10 MW zijn verdisconteerd in de belasting. Voor alle varianten is uitgegaan van één variant voor de belastingvraag.

Voor de eerste variant is een korte beschrijving gegeven van de uitgangspunten die bij de toetsing aan de criteria a, b en c zijn gebruikt voor de gehanteerde belasting en inzet van productievermogen. Voor deze variant zijn tevens de basisgegevens voor de berekeningen in een tabel gepresenteerd. Bij de beschrijving van de overige varianten zijn alleen de verschillen in uitgangspunten voor belasting en ingezet vermogen bij de toetsing aan de criteria aangegeven.

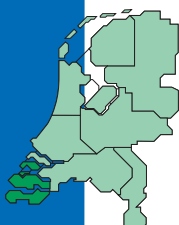
De grafiek geeft de resultaten van alle *loadflow* berekeningen per transformator voor de verschillende koppelpunten. In de rood-groene bloktabel zijn de resultaten van de toetsing per criterium gegeven voor de drie onderzochte jaren, inclusief de uitwisseling met het 380 kV-net voor de situatie zonder onderhoud of storing.

### Varianten

#### Variant Transportnet Delta Netwerk I

Deze variant gaat uit van een toename van de belastingvraag ten opzichte van 2003 met respectievelijk 23 MW en 42 MW in 2006 en 2009.

Voor de productie in de regio is bij de toetsing aan criterium a en b voor 2003 uitgegaan van een inzet van 1410 MW in de winter en 1373 MW in de zomer. Voor de latere jaren is rekening gehouden met productie-ontwikkelingen op de locatie Sluiskil. Voor deze locatie wordt aangenomen dat in de periode tussen 2003 en 2006 drie eenheden met een totale capaciteit van 108 MW vervangen zullen worden door twee nieuwe eenheden met een totale capaciteit van 80 MW. Voor de toetsing aan het criterium c zijn alle beschikbare eenheden in bedrijf verondersteld.





### Variant Transportnet Delta Netwerk II

In deze variant is vanaf 2006 rekening gehouden met de inzet van twee nieuwe eenheden van 400 MW nabij Borssele. Hiervan is verondersteld dat één eenheid wordt aangesloten op het 150 kV-net en één eenheid op het 380 kV-net. Voor de overige productiemiddelen en de belasting zijn dezelfde waarden gehanteerd als bij variant I.

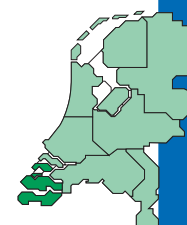
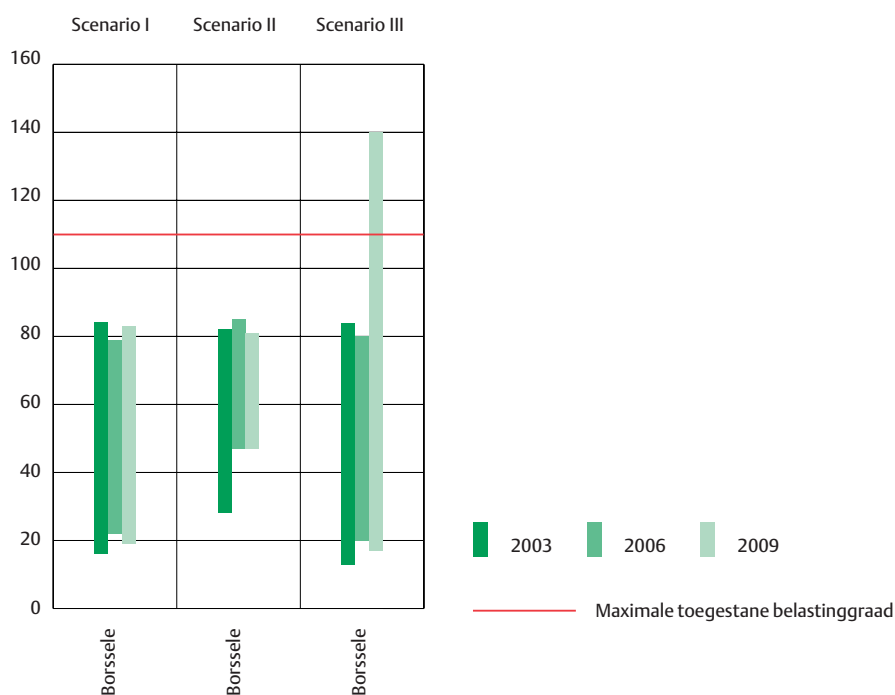
### Variant Transportnet Delta Netwerk III

Bij deze variant is productie en belasting voor de jaren 2003 en 2006 gelijk aan variant I. Vanaf 2009 wordt verondersteld dat de kerncentrale Borssele 30 uit bedrijf gaat.

### Productie, belasting in de regio en uitwisseling (MW) met tenner voor toetsing van variant I Delta Netwerkbedrijf aan de criteria a en b

Prod.cap.	2003		2006		2009	
	winter	zomer	winter	zomer	winter	zomer
Totaal opgestelde productie (eenheden >10 MW))	1428	1428	1400	1400	1400	1400
Totaal ingezette productie (eenheden > 10 MW)	1410	1373	1382	1345	1382	1345
Totaal belasting (incl. productie < 10 MW, excl. netverlies)	919	873	942	895	961	913
Uitwisseling 150 kV (exclusief netverliezen)	-491	-499	-440	-449	-421	-432

### Belastinggraad transformatoren in % van de nominale transportcapaciteit



## Toetsing varianten aan criteria en uitwisseling met tennet (MW)

jaar	2003			2006			2009			
Scenario	criterium	a	b	c	a	b	c	a	b	c
DN I	zomer	-490	-490		-440	-440		-423	-423	
	winter	-481	-481	363	-430	-430	414	-411	-411	433
DN II	zomer	-490	-490		-840	-840		-823	-823	
	winter	-481	-481	363	-830	-830	14	-811	-811	33
DN III	zomer	-490	-490		-440	-440		27	27	
	winter	-481	-481	363	-430	-430	414	39	39	835

groen: voldoet wel aan criterium, rood: voldoet niet aan criterium, 'wit': niet van toepassing

uitwisseling (MW) tennet(+ : richting regio, -: richting tennet) in de situatie zonder onderhoud of storing (incl.netverliezen)

## Knelpunten

### 380/150 kV-koppeling

In de variant waarbij geen uitbreiding van productievermogen en uitbedrijf name van de kerncentrale Borssele 30 in 2009 is verondersteld, ontstaat in dat jaar een knelpunt in het koppelpunt Borssele.

### 150 kV-koppeling Zeeland/Brabant

In variant II ontstaat op het moment dat de nieuwe eenheden bij Borssele in bedrijf komen een knelpunt op de 150 kV-koppeling tussen Zeeland en Brabant, bij niet beschikbaar zijn van beide 380/150 kV-transformatoren in Borssele of bij niet beschikbaar zijn van beide 380 kV-circuits aangesloten op Borssele naar respectievelijk Geertruidenberg en Zandvliet (België). In dat geval moet het productieoverschot van Zeeland afgevoerd worden via de 150 kV-koppeling met Brabant die hierbij overbelast raakt. Dit knelpunt is ook vermeld bij de beschrijving van de beschouwing van het 380 kV- en 220 kV- hoogspanningsnet bij het Gas-regeert scenario.

## Mogelijke maatregelen

### 380/150 kV-koppeling

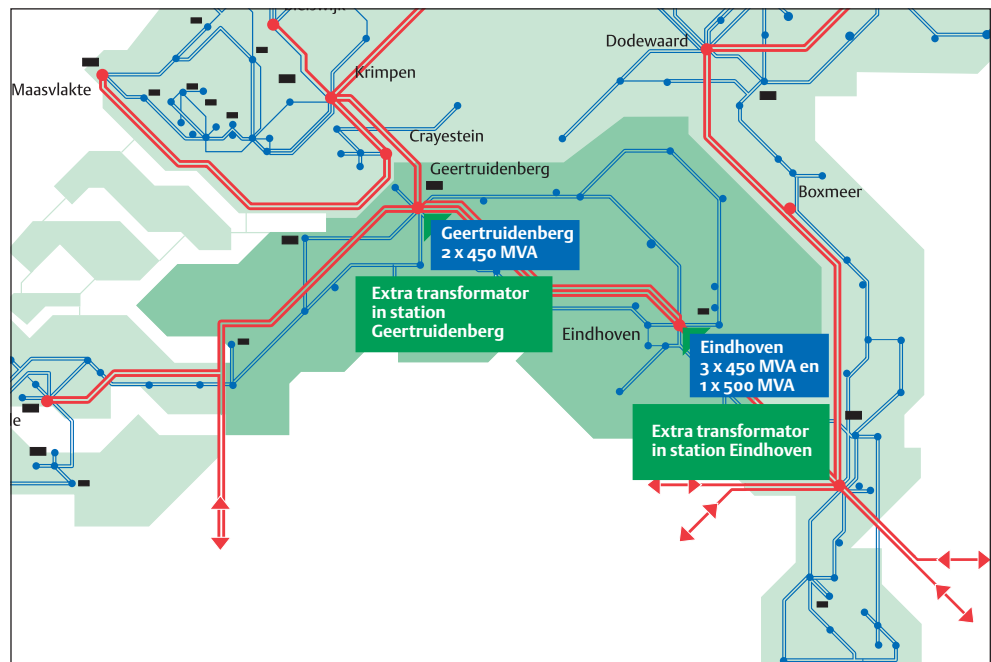
Het geconstateerde knelpunt in variant III hangt direct samen met de eenheid Borssele 30. Wanneer dit knelpunt zich gaat voordoen moet de transformatorcapaciteit in Borssele worden verhoogd. Daarover kan te zijner tijd zonder probleem worden beslist omdat het station daarvoor geschikt is.

### 150 kV-koppeling Zeeland/Brabant

Om overbelasting van de 150 kV- koppeling te voorkomen zal het onderhoud van de 380/150 kV- transformatoren in Borssele en de 380 kV- circuits vanaf Borssele indien nodig gekoppeld worden aan onderhoud van een grootschalig productiemiddel.



## 6.11 Essent Netwerk Zuid (Brabant)

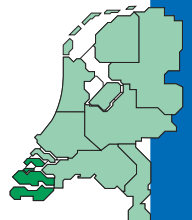


In totaal zijn voor de aansluiting van Essent Netwerk Zuid (Brabant) met een transformatorcapaciteit van 2750 MVA drie varianten doorgerekend voor een zomer- en/of wintersituatie voor de jaren 2003, 2006 en 2009. Het verschil tussen de zomer- en wintersituatie in dit deelnet is dat de maximale belasting in de zomer 95% van de maximale belasting in de winter bedraagt.

De decentrale opwekeenheden met een vermogen kleiner dan 10 MW zijn verdisconteerd in de belasting.

Voor de eerste variant is een korte beschrijving gegeven van de uitgangspunten die bij de toetsing aan de criteria a, b en c zijn gebruikt voor de gehanteerde belasting en inzet van productievermogen. Voor deze variant zijn tevens de basisgegevens voor de berekeningen in een tabel gepresenteerd. Bij de beschrijving van de overige varianten zijn alleen de verschillen in uitgangspunten voor belasting en ingezet vermogen bij de toetsing aan de criteria aangegeven.

De grafiek geeft de resultaten van alle *loadflow* berekeningen per transformator voor de verschillende koppelpunten. In de rood-groene bloktabel zijn de resultaten van de toetsing per criterium gegeven voor de drie onderzochte jaren, inclusief de uitwisseling met het 380 kV-net voor de situatie zonder onderhoud of storing.



## Varianten

### Variant Essent Netwerk Zuid (Brabant) I

Deze variant gaat uit van een groei van de belastingvraag ten opzichte van 2003 met 210 MW en 439 MW in respectievelijk 2006 en 2009. Voor de productie in de regio in 2003 is bij de toetsing aan criterium a en b uitgegaan van de inzet van alle productiemiddelen. Voor 2006 en 2009 is aangenomen dat de inzet van de productiemiddelen met 120 MW zal worden verlaagd, omdat het productiemiddel Donge-Steg niet meer wordt ingezet. Voor de toetsing aan het criterium c zijn voor alle jaren alle beschikbare eenheden in bedrijf verondersteld.

### Variant Essent Netwerk Zuid (Brabant) II

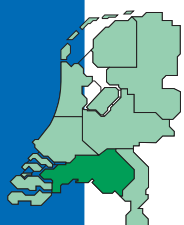
Deze variant verschilt ten opzichte van variant I door een lagere groei van de belastingvraag. Ten opzichte van de eerste variant is de belastinggroei in 2003, 2006 en 2009 respectievelijk 42 MW, 178 MW en 329 MW lager. De veronderstellingen ten aanzien van de inzet van productiemiddelen zijn conform variant I.

### Variant Essent Netwerk Zuid (Brabant) III

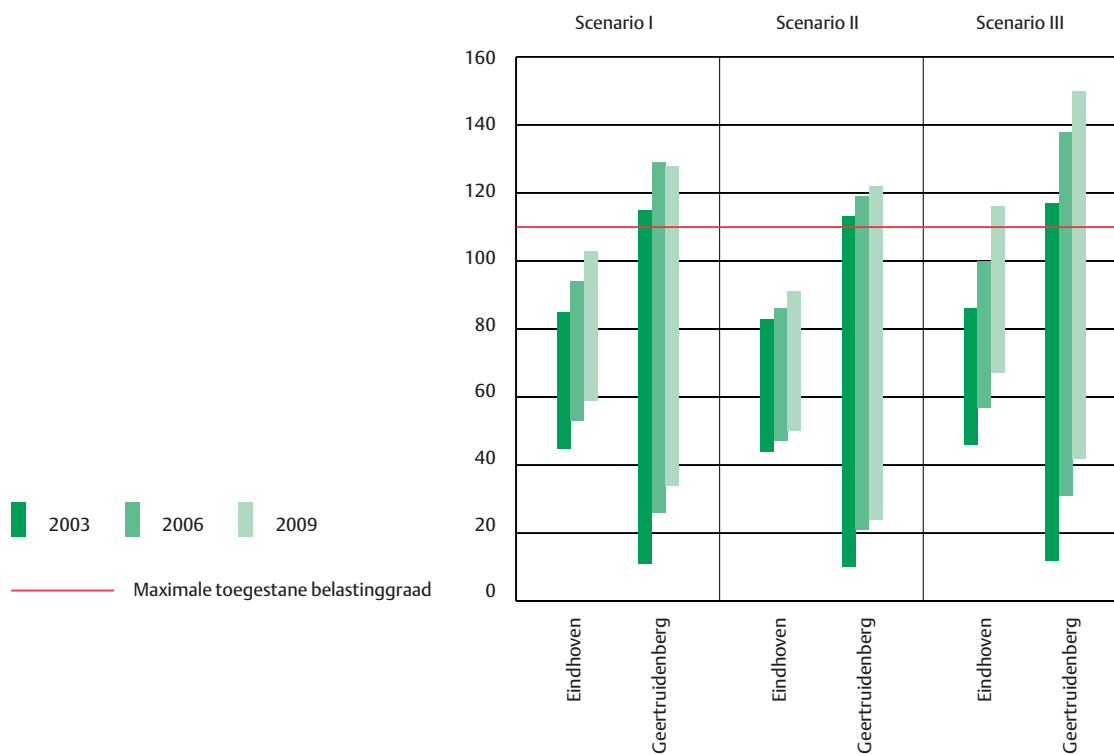
Deze variant gaat uit van een hogere groei van de belastingvraag. Ten opzichte van variant I is de belastinggroei in 2003, 2006 en 2009 respectievelijk 31MW, 134 MW en 258 MW hoger. De veronderstellingen ten aanzien van de inzet van productiemiddelen zijn conform variant I.

### Productie, belasting in de regio en uitwisseling (MW) met tenner voor toetsing van variant I Essent Netwerk Zuid (Brabant) aan de criteria a en b

Prod.cap.	2003		2006		2009	
	winter	zomer	winter	zomer	winter	zomer
Totaal opgestelde productie (eenheden >10 MW))	1200	1200	1200	1200	1200	1200
Totaal ingezette productie (eenheden > 10 MW)	1200	1200	1080	1080	1080	1080
Totaal belasting (incl. productie < 10 MW, excl. netverlies)	2481	2357	2690	2556	2919	2773
Uitwisseling 150 kV (exclusief netverliezen)	1281	1157	1610	1476	1839	1693



### Belastinggraad transformatoren in % van de nominale transportcapaciteit

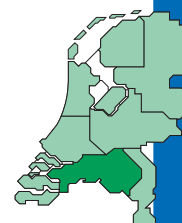


### Toetsing varianten aan criteria en uitwisseling met tenner (MW)

Scenario	jaar	criterium	2003			2006			2009		
			a	b	c	a	b	c	a	b	c
ENZ Br. I	zomer		1171	1171		1491	1491		1710	1710	
	winter		1296	1296	2216	1626	1626	2426	1857	1857	2657
ENZ Br. II	zomer		1131	1131		1321	1321		1397	1397	
	winter		1254	1254	2174	1448	1448	2248	1528	1528	2328
ENZ Br. III	zomer		1200	1200		1618	1618		1955	1955	
	winter		1327	1327	2247	1761	1761	2561	2115	2115	2915

groen: voldoet wel aan criterium, rood: voldoet niet aan criterium, 'wit': niet van toepassing

uitwisseling (MW) tenner(+ : richting regio, -: richting tenner) in de situatie zonder onderhoud of storing (incl.netverliezen)



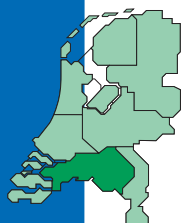
## Knelpunten

In alle varianten komt door de verwachte belastinggroei het koppelpunt Geertruidenberg omstreeks 2006 als knelpunt naar voren. Daarnaast wordt vanaf 2003 in Geertruidenberg een knelpunt gevonden dat gekoppeld is aan één specifieke onderhoudssituatie aan een productie-eenheid. In de variant waar een hoge belastinggroei verondersteld is, komt in 2009 het koppelpunt Eindhoven als knelpunt naar voren.

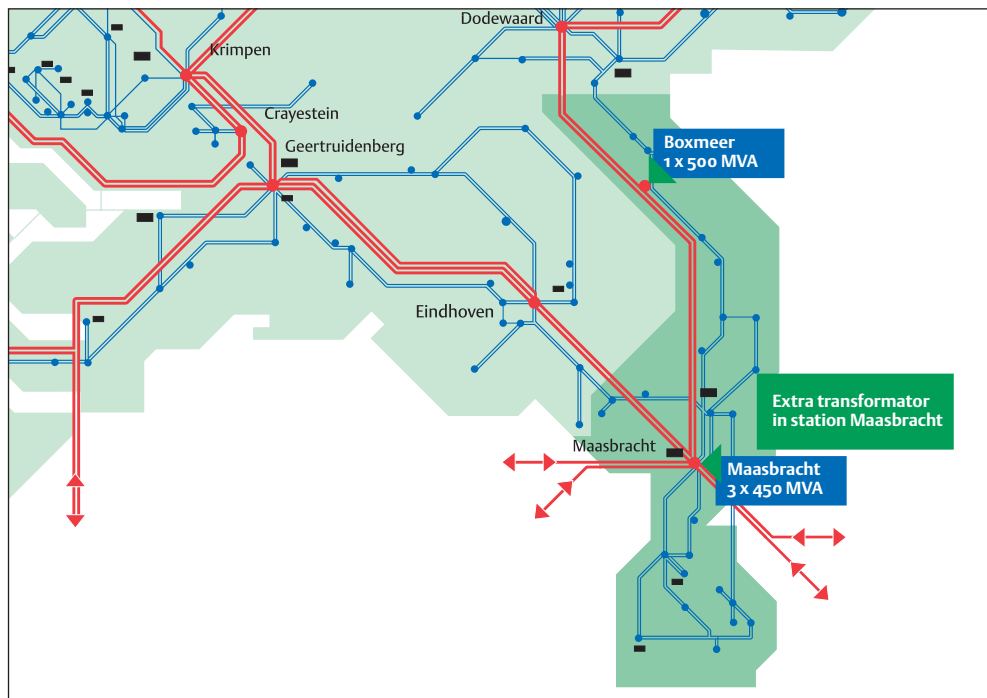
## Mogelijke maatregelen

Vanwege de verwachte groei van de belasting moet omstreeks 2006 een transformator in het station Geertruidenberg worden bijgeplaatst. Deze fasering sluit goed aan bij de genoemde specifieke onderhoudssituatie aan een productie-eenheid, die zich in 2007 weer zal voordoen.

Het knelpunt in Eindhoven kan omstreeks 2009 worden opgelost door de uitbreiding van de transformatorcapaciteit.



## 6.12 Essent Netwerk Zuid (Limburg)



In totaal zijn voor de aansluiting van Essent Netwerk Zuid (Limburg) met een transformatorcapaciteit van 1850 MVA drie varianten doorgerekend voor een zomer- en wintersituatie voor de jaren 2003, 2006 en 2009. Het verschil tussen de zomer- en wintersituatie in dit deelnet is dat de maximale belasting in de zomer 95% van de maximale belasting in de winter bedraagt.

De decentrale opwekeenheden met een vermogen kleiner dan 10 MW zijn verdisconteerd in de belasting.

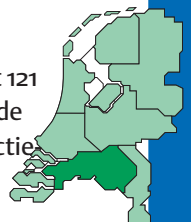
Voor de eerste variant is een korte beschrijving gegeven van de uitgangspunten die bij de toetsing aan de criteria a, b en c zijn gebruikt voor de gehanteerde belasting en inzet van productievermogen. Voor deze variant zijn tevens de basisgegevens voor de berekeningen in een tabel gepresenteerd. Bij de beschrijving van de overige varianten zijn alleen de verschillen in uitgangspunten voor belasting en ingezet vermogen bij de toetsing aan de criteria aangegeven.

De grafiek geeft de resultaten van alle *loadflow* berekeningen per transformator voor de verschillende koppelpunten. In de rood-groene bloktabel zijn de resultaten van de toetsing per criterium gegeven voor de drie onderzochte jaren, inclusief de uitwisseling met het 380 kV-net voor de situatie zonder onderhoud of storing.

### Varianten

#### Variant Essent Netwerk Zuid (Limburg) I

Deze variant gaat uit van een groei van de belastingvraag ten opzichte van 2003 met 121 MW en 252 MW in respectievelijk 2006 en 2009. Voor de productie in de regio is bij de toetsing aan criterium a, b en c voor alle jaren uitgegaan van de inzet van alle productie middelen.



### Variant Essent Netwerk Zuid (Limburg) II

Deze variant gaat ten opzichte van variant I uit van een lagere groei van de belastingvraag. Ten opzichte van de eerste variant is de belastinggroei in 2003, 2006 en 2009 respectievelijk 24 MW, 102 MW en 190 MW lager. De veronderstellingen ten aanzien van de inzet van productiemiddelen zijn conform variant I.

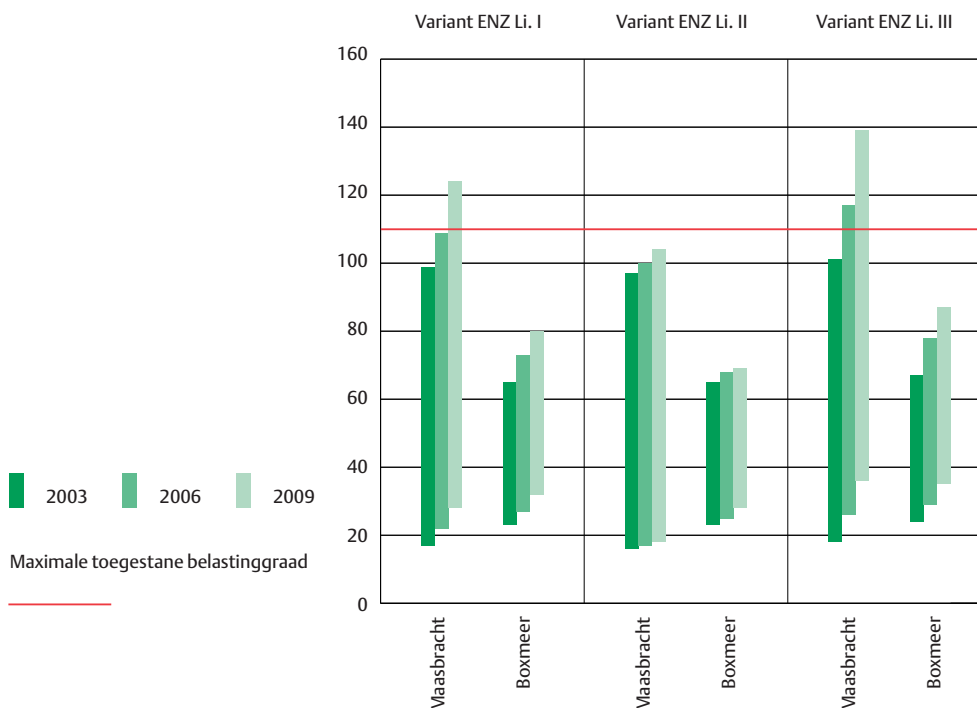
### Variant Essent Netwerk Zuid (Limburg) III

Deze variant gaat ten opzichte van variant I uit van een hogere groei van de belastingvraag. Ten opzichte van variant I is de belastinggroei in 2003, 2006 en 2009 respectievelijk 17 MW, 72 MW en 140 MW hoger. De veronderstellingen ten aanzien van de inzet van productiemiddelen zijn conform variant I.

### Productie, belasting in de regio en uitwisseling (MW) met tenner voor toetsing van variant I Essent Netwerk Zuid (Limburg) aan de criteria a en b

Prod.cap.	2003		2006		2009	
	winter	zomer	winter	zomer	winter	zomer
Totaal opgestelde productie (eenheden >10 MW))	1060	1060	1060	1060	1060	1060
Totaal ingezette productie (eenheden > 10 MW)	1060	1060	1060	1060	1060	1060
Totaal belasting (incl. productie < 10 MW, excl. netverlies)	1424	1353	1546	1468	1677	1593
Uitwisseling 150 kV (exclusief netverliezen)	364	293	486	408	617	533

### Belastinggraad transformatoren in % van de nominale transportcapaciteit





## Toetsing varianten aan criteria en uitwisseling met tennet (MW)

jaar	2003			2006			2009			
Scenario	criterium	a	b	c	a	b	c	a	b	c
ENZ Li. I	zomer	299	299		415	415		541	541	
	winter	371	371	1171	494	494	1294	626	626	1426
ENZ Li. II	zomer	277	277		318	318		361	361	
	winter	348	348	1148	391	391	1191	436	436	1236
ENZ Li. III	zomer	316	316		488	488		681	681	
	winter	389	389	1189	570	570	1370	773	773	1573

groen: voldoet wel aan criterium, rood: voldoet niet aan criterium, 'wit': niet van toepassing

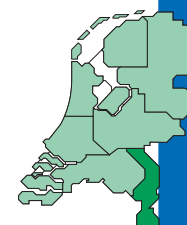
uitwisseling (MW) tennet(+ :richting regio, - : richting tennet) in de situatie zonder onderhoud of storing (incl.netverliezen)

### Knelpunten

In variant I en variant III komt vanaf omstreeks 2006 het koppelpunt Maasbracht als knelpunt naar voren. In variant I komt tevens het koppelpunt Maasbracht in 2009 als knelpunt naar voren.

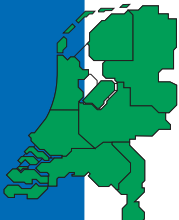
### Mogelijke maatregelen

Afhankelijk van de belastinggroei zal omstreeks 2006 uitbreiding van de transformatorcapaciteit in Maasbracht moeten plaatsvinden. Sinds 2002 is in dit station een 380 kV-reservetransformator aanwezig die daartoe kan worden ingezet, indien tegelijkertijd een nieuwe reservetransformator wordt aangeschaft. Bij gelijktijdig in bedrijf zijn van de vierde transformator en de eenheid Claus B wordt de ontwerpwaarde voor wat betreft kortsluitvermogen van een aantal 150 kV-componenten overschreden. Als tijdelijke oplossing zal de vierde transformator daarom niet gelijktijdig met de eenheid Claus B worden ingezet. De structurele oplossing zal nog worden afgestemd met Essent Netwerk Zuid.



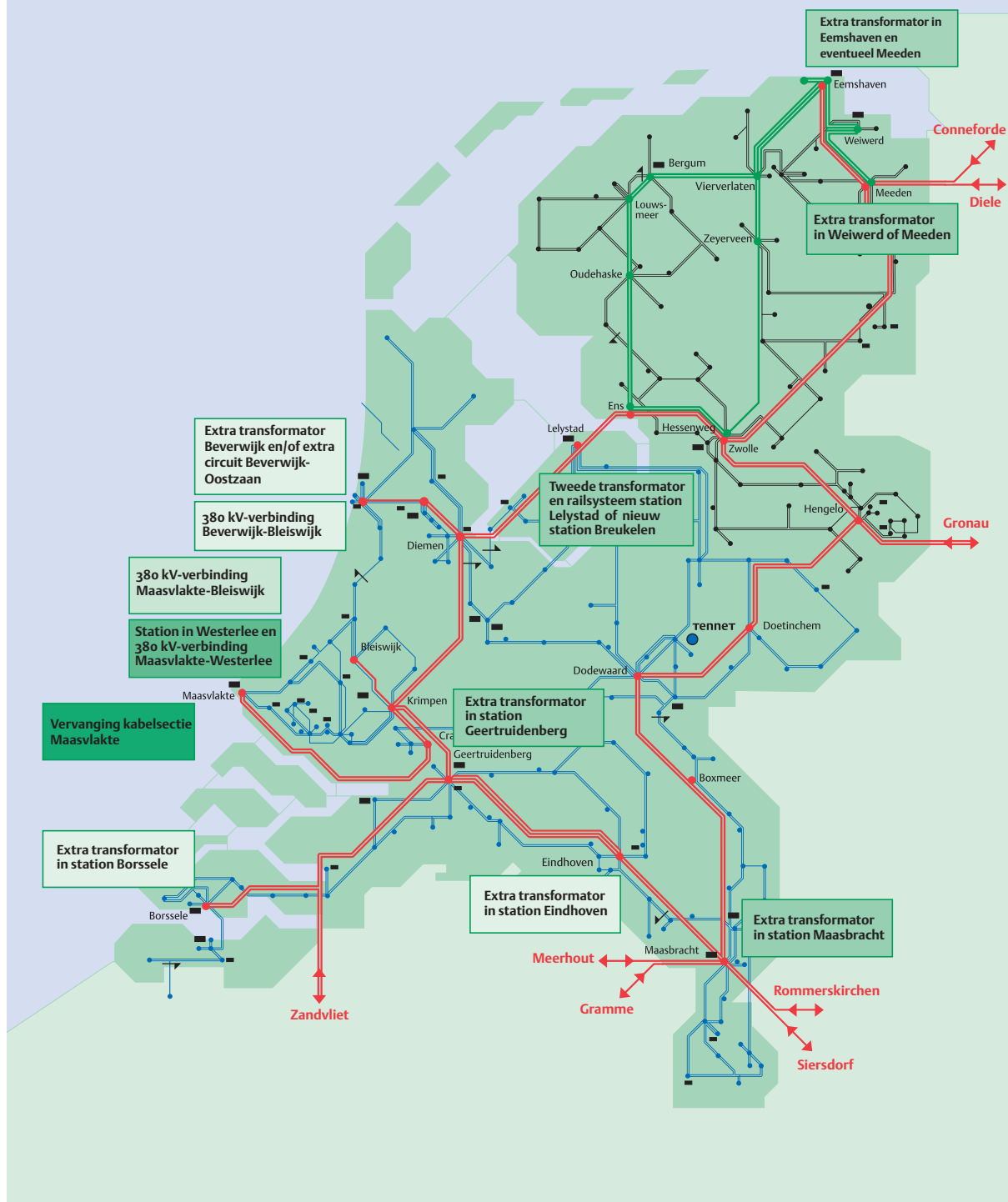
## Afkortingen

APX:	Amsterdam Power Exchange
BBP:	Bruto Binnenlands Product
BLOW:	Bestuursovereenkomst Landelijke Ontwikkeling Windenergie
BNP:	Bruto Nationaal Product
CPB:	Centraal Plan Bureau
DTe:	Dienst Uitvoering en Toezicht Energie
EEX:	European Power Exchange
Endex:	European Energy Derivatives Exchange
EWEA:	European Wind Energy Association
FGU:	Flevoland, Gelderland en utrecht
HVDC:	High Voltage Direct Current
IEA:	International Energy Agency
IREM:	Inter-Regional Electric Market
LPX:	Leipzig Power Exchange
MEP:	Milieukwaliteit van de Elektriciteitsproductie
NAM:	Nederlandse Aardolie Maatschappij
OESO:	Organisatie voor Economische Samenwerking en Ontwikkeling
OTC-markt:	over-the-counter markt
REB:	Regulerende Energiebelasting
RIVM:	Rijksinstituut voor Volksgezondheid en Milieu
Sep:	Samenwerkende elektriciteits-productiebedrijven
SEV:	Structuurschema Elektriciteitsvoorziening
TSO:	Transmission System Operator
UCTE:	The Union for the Coordination of Transmission of electricity



# Nederlands hoogspanningsnet

mogelijke oplossingen 2003 - 2009



## Kans op realisatie

