

## MASTER

### De overgang van deterministische naar probabilistische betrouwbaarheidscriteria een studie naar de gevolgen van de liberalisering voor de betrouwbaarheid van de Nederlandse elektriciteitsvoorziening

Taks, B.

*Award date:*  
2004

[Link to publication](#)

#### **Disclaimer**

This document contains a student thesis (bachelor's or master's), as authored by a student at Eindhoven University of Technology. Student theses are made available in the TU/e repository upon obtaining the required degree. The grade received is not published on the document as presented in the repository. The required complexity or quality of research of student theses may vary by program, and the required minimum study period may vary in duration.

#### **General rights**

Copyright and moral rights for the publications made accessible in the public portal are retained by the authors and/or other copyright owners and it is a condition of accessing publications that users recognise and abide by the legal requirements associated with these rights.

- Users may download and print one copy of any publication from the public portal for the purpose of private study or research.
- You may not further distribute the material or use it for any profit-making activity or commercial gain

**De overgang van deterministische naar  
probabilistische betrouwbaarheidscriteria**

*Een studie naar de gevolgen van  
de liberalisering voor de betrouwbaarheid  
van de Nederlandse elektriciteitsvoorziening*

**NIET  
UITLEENBAAR**

Afstudeerverslag

Bram Taks  
Arnhem, januari 2004

**De overgang van deterministische naar  
probabilistische betrouwbaarheidscriteria**

*Een studie naar de gevolgen van  
de liberalisering voor de betrouwbaarheid  
van de Nederlandse elektriciteitsvoorziening*

Technische Universiteit Eindhoven  
Techniek en Maatschappij

KEMA  
Transmission & Distribution Consulting

Begeleiders:  
Peter Vaessen, KEMA  
Geert Verbong, TUE  
Jan Blom, TUE

Afstudeerverslag

Bram Taks  
Arnhem, januari 2004

**NIET  
UITLEENBAAR**

## Voorwoord

Deze scriptie heb ik geschreven in het kader van de opleiding Techniek en Maatschappij aan de Technische Universiteit te Eindhoven. Op 11 augustus 2003 ben ik begonnen met afstuderen bij KEMA te Arnhem. KEMA is een bedrijf dat gespecialiseerd is in technische consultancy, testen en certificering op het gebied van productie, transmissie en distributie van elektriciteit. De business unit waarbinnen dit onderzoek is uitgevoerd is de businessunit Transmission & Distribution Consulting (TDC).

De opdracht was een echte TeMa opdracht. In de betrouwbaarheidsproblematiek van de elektriciteitsmarkt spelen economische, juridische en technische aspecten een grote rol. Gezien mijn afstudeerrichting energie was dit dan ook voor mij de ideale afstudeeropdracht. Zeker ook omdat ik de vrijheid kreeg zelf met nieuwe ideeën te komen en naar eigen inzicht een model en een methodiek te ontwikkelen.

Het tot stand komen van deze afstudeerscriptie zou niet mogelijk zijn geweest zonder de hulp van een aantal mensen. Allereerst wil ik Peter Vaessen bedanken voor de prettige samenwerking en voor alle hulp tijdens het onderzoek. Daarnaast wil ik Geert Verbong en Jan Blom bedanken voor hun begeleiding. Ook gaat mijn dank uit naar alle mensen die tijdens mijn project praktische en inhoudelijke hulp hebben geboden.

Bram Taks  
Januari 2004

## Samenvatting

Sinds de liberalisering staat het Nederlandse elektriciteitsnet steeds vaker negatief in het nieuws. De vraag is of het inderdaad droevig gesteld is met het net, of dat men gewoon moet wennen aan de nieuwe situatie. Dit rapport gaat over de vraag of er door de liberalisering een verandering in de leveringszekerheid van elektriciteit zal optreden. Hierbij wordt het enkelvoudige storingscriterium (N-1) aandachtig bekeken. Het N-1 storingscriterium houdt in dat er bij een volledig in bedrijf zijnde net 1 component (een lijn, transformator etc.) mag kunnen uitvallen zonder dat dit gevolgen heeft voor gewenste elektriciteitsleveringen dan wel afnamen van de aangeslotenen.

Het doel van liberalisering is niet om een overheidsmonopolie om te zetten in een particulier monopolie, maar om een vrije markt voor de productie van elektriciteit te creëren. Het netwerk blijft hierbij vooralsnog wel een monopolie. Daarom ziet de overheid toe op een strikte scheiding tussen productie van elektriciteit en het beheer van het transmissienetwerk. Bij deze "unbundling" zijn de eisen wat betreft de betrouwbaarheid, de N-1 regel, overgenomen van de situatie van voor de liberalisering. In de situatie voor de liberalisering heerste er een evenwicht tussen de regels voor de vrije markt, de infrastructuur en de regelgeving voor de betrouwbaarheid.

Belangrijk hierbij is dat er bij dit onderzoek wordt uitgegaan van twee extreme situaties. De situatie voor de liberalisering wordt beschouwd als een situatie waarbij alle regio's (ringen) volkomen afhankelijk van elkaar beschouwd worden. Ieder regionaal elektriciteitsbedrijf verzorgt in zijn eigen regio de distributie en de levering van elektriciteit en het beheer van de netten. De situatie na de liberalisatie is ook een situatie die in de praktijk nooit zal voorkomen. Na de liberalisering wordt er uitgegaan van een volledig vrije markt waarbij geen enkele productiebeperkingen gelden en de netbeheerders op geen enkele manier invloed op de productie kunnen uitoefenen.

Om te onderzoeken of er door de liberalisering veranderingen in de leveringszekerheid ontstaan, is er een model van het hoogspanningsnet ontwikkeld. In dit model wordt door middel van een methodiek en het computerprogramma DIGSILENT de invloed van de liberalisering berekend. Daarna is er een risicoanalyse ontwikkeld om in de situatie na de liberalisering een economisch meer optimale elektriciteitsvoorziening te kunnen krijgen. Hieruit volgt een advies voor een nieuwe, probabilistische wetgeving voor de toekomst. Tenslotte zijn de gevolgen van deze nieuwe wetgeving voor windturbines onderzocht.

Uit het onderzoek blijkt dat door de volledige liberalisering een toename van transport van elektriciteit zal ontstaan. In het model is deze toename 100% (van 22 MW/km naar 44 MW/km). Hierdoor zal het evenwicht dat er voor de liberalisering heerste tussen het vrije markt percentage, infrastructuur en betrouwbaarheid worden doorbroken. Het vrije markt percentage wordt in dit verslag gedefinieerd als het percentage van het totaal aantal opweksituaties dat mogelijk is. Indien er niet op grote schaal in de infrastructuur wordt geïnvesteerd zal het N-1 criterium niet gehandhaafd kunnen worden en zal de betrouwbaarheid sterk afnemen. In het model neemt de leveringszekerheid van het hoogspanningsnet af van 99,9988% naar 95,3619%. Dit

lijkt weinig maar in tijd komt dit overeen met een uitval van ongeveer 6 minuten per jaar ten gevolge van het hoogspanningsnet voor de liberalisering tot 400 uur per jaar na de volledige liberalisering.

Om het N-1 criterium bij deze toename van het transport wel te kunnen blijven handhaven, waardoor de betrouwbaarheid van het elektriciteitsnet op het zelfde peil blijft als voor de liberalisering zullen er grote investeringen in de infrastructuur gedaan moeten worden. In het model zijn deze extra investeringen ruim 25% van de waarde van het netwerk van voor de liberalisering.

Door gebruik te maken van een risicoanalyse om de economisch meest gunstige configuratie van lijnen te bepalen kan veel geld bespaard worden terwijl de betrouwbaarheid slechts licht daalt. In het model zal dan nog 12% van de waarde van het huidige netwerk extra geïnvesteerd te hoeven worden, een besparing van meer dan 100%. In dat geval zal de betrouwbaarheid afnemen van 6 minuten naar 15 minuten. Dit zal echter allen kunnen gebeuren indien de overstap op een regelgeving op basis van probabilistische criteria plaats vindt.

In hoeverre het evenwicht in het Nederlandse elektriciteitsnet wordt doorbroken en welke uitval of extra investeringen dit tot gevolg zal hebben is moeilijk te zeggen. De in dit onderzoek gevonden getallen gelden alleen voor het model en zijn berekend aan de hand van twee extreme situaties. In werkelijkheid zal de liberalisatie minder ver worden doorgevoerd en zullen er andere mogelijkheden om de leveringszekerheid te vergroten worden toegepast (b.v. transportbeperkingen). Ook zullen er regionaal door de verschillende netconfiguraties veel verschillen optreden. Verder speelt de mate waarin de Europese markt volledig open zal gaan hierin een grote rol. Om kwantitatieve gegevens over de Nederlandse en Europese markt te vinden zal meer onderzoek gedaan moeten worden, wel kan uit dit onderzoek geconcludeerd worden dat bepaalde transportbeperkingen vooralsnog gehandhaafd zullen moeten blijven.

Door de onbalans tussen productie en vraag in bepaalde regio's zal er meer transport tussen de regio's optreden. Dit transport zal het hoogste zijn bij een gemiddelde vraag. Bij het bepalen van de betrouwbaarheid zal voortaan dus rekening gehouden moeten worden met het feit dat waar vroeger de leveringszekerheid het laagste was bij een maximale vraag, de leveringszekerheid nu bij een middelmatige vraag het laagst zal zijn.

Tenslotte blijkt dat windenergie een belangrijke rol kan spelen bij het bepalen van de betrouwbaarheid van de elektriciteitsvoorziening. De bijdrage van windturbines kan bij de N-1 wetgeving echter niet worden meegeteld. Bij een probabilistische wetgeving kan dit wel. De rol die windenergie kan spelen, kan zowel positief als negatief uitpakken. Eventueel is aanvullende wetgeving of subsidie nodig om de plaatsing van decentrale opwekkers op gunstige plaatsen te stimuleren. In ieder geval is er echter een regelgeving op basis van probabilistische criteria nodig om de bijdrage van windturbines mee te kunnen laten tellen. Zonder deze meetelling zal de betrouwbaarheid van de elektriciteitsvoorziening in gebieden met veel windvermogen te hoog dan wel te laag worden ingeschat.

# Inhoudsopgave

|   |    |
|---|----|
| Samenvatting.....   | 4  |
| Inhoudsopgave .....   | 6  |
| 1 Inleiding .....   | 8  |
| 1.1 Aanleiding .....  | 8  |
| 1.2 Kader en perspectief.....                                   | 8  |
| 1.3 Doel- en probleemstelling .....                             | 9  |
| 1.4 Aandachtsgebieden.....                                      | 9  |
| 1.5 Methode van onderzoek en opbouw verslag .....               | 10 |
| 1.6 Indeling van het verslag .....                              | 10 |
| 2 Definities .....  | 11 |
| 2.1 Algemene definities.....                                    | 11 |
| 2.2 Betrouwbaarheidskengetallen .....                           | 12 |
| 2.3 Schade door stroomuitval (Value of lost load).....          | 13 |
| 3 Model .....   | 14 |
| 3.1 Achtergrond.....  | 14 |
| 3.2 Hoogspanningsnet .....                                      | 14 |
| 3.3 Aannames .....  | 15 |
| 4 Methodiek.....  | 17 |
| 4.1 Inleiding .....   | 17 |
| 4.2 Deel 1: Belastingkansverdeling .....                        | 18 |
| 4.3 Deel 2: N-1 of risicoanalyse.....                           | 19 |
| 5 Verschil in betrouwbaarheid voor en na de liberalisatie ..... | 20 |
| 5.1 Aanpak deel 1 .....   | 20 |
| 5.2 Simulaties met DIgSILENT .....                              | 24 |
| 5.3 Toename van het transport .....                             | 26 |
| 5.4 Evenwicht.....  | 27 |
| 5.5 Maximale onbalans .....                                     | 27 |
| 5.6 Conclusie.....  | 28 |
| 6 Betrouwbaarheid na de liberalisering.....                     | 29 |
| 6.1 N-1.....  | 29 |
| 6.2 Conclusie N-1 .....   | 32 |
| 6.3 Kosten aanleg .....   | 33 |
| 6.4 Risicoanalyse.....  | 33 |
| 6.5 Conclusie Risicoanalyse.....                                | 35 |
| 6.6 Economisch Optimum.....                                     | 35 |
| 6.7 Railsystemen .....  | 38 |
| 6.8 Totale Kosten .....   | 38 |
| 6.9 DIgSilent .....   | 38 |
| 6.10 Verschil methodiek en DIgSILENT.....                       | 40 |
| 6.11 Omslagpunt .....   | 40 |
| 6.12 Conclusie.....   | 40 |
| 7 Duurzame energievoorziening .....                             | 41 |
| 7.1 Model met windturbines.....                                 | 41 |
| 7.2 Invloed van windturbines .....                              | 45 |
| 7.3 Conclusie.....  | 49 |
| 8 Resultaten .....  | 50 |
| 8.1 Wetgeving .....   | 50 |

|     |                                     |    |
|-----|-------------------------------------|----|
| 8.2 | Kritische beschouwing .....         | 51 |
| 8.3 | Resultaten Nederland .....          | 52 |
| 8.4 | Resultaten op Europees niveau ..... | 54 |
| 9   | Conclusies en aanbevelingen .....   | 56 |
| 9.1 | Conclusies .....                    | 56 |
| 9.2 | Aanbevelingen.....                  | 57 |
|     | Lijst met tabellen en figuren.....  | 59 |
|     | Literatuurlijst.....                | 60 |



# 1 Inleiding

## 1.1 Aanleiding

In het oude elektriciteitssysteem (vóór 1998) waren de productie en het transport van elektriciteit integraal gepland, waarbij in normale situaties rekening gehouden werd met het enkelvoudige storingscriterium (N-1). Het N-1 storingscriterium houdt in dat er bij een volledig in bedrijf zijnd net 1 component (een lijn, transformator, centrale etc.) mag kunnen uitvallen zonder dat dit gevolgen heeft voor gewenste leveringen dan wel afnamen van de aangeslotenen. Deze richtlijn gold voor netten met een transportfunctie (110 kV en hoger). In de Elektriciteitswet 1998 is het echter verboden dat een producent of leverancier tevens de functie van netbeheerder vervult. De Elektriciteitswet die de basis vormt voor de huidige marktordening, voorziet op deze manier in de verticale scheiding tussen opwekking van elektriciteit en het transport ervan (*Unbundling*). Hierbij zijn de eisen wat betreft de betrouwbaarheid (N-1) overgenomen van de oude situatie en is de richtlijn veranderd in een wettelijke regel. Door het handhaven van dit criterium maar het liberaliseren van de markt worden netwerkbeheerders in principe gedwongen extra investeringen in de netten te doen. Deze investeringen zijn moeilijk terug te verdienen. Verder is in het huidige elektriciteitssysteem het net niet helemaal N-1 veilig. Door het niet N-1 uitvoeren van bepaalde componenten (bijvoorbeeld stroomtransformatoren en beveiligingen) ondervindt een gemiddelde eindgebruiker ongeveer 5 minuten uitval per jaar ten gevolge van het hoogspanningsnet. Ook zegt de N-1 wetgeving niets over de betrouwbaarheid van het net. Daarom kan gedacht worden om over te stappen naar een wetgeving die berust op probabilistische criteria (b.v. Eisen stellen aan de netbeheerders dat de leveringszekerheid groter of gelijk moet zijn aan 99,999%). Een complicerende factor is de angst dat de kans op stroomuitval steeds groter wordt omdat het net door de deregulering en toenemende vraag steeds intensiever gebruikt gaat worden. Grotere hoeveelheden elektriciteit moeten over grotere afstanden getransporteerd worden.

## 1.2 Kader en perspectief

De Naamloze Vennootschap voor Keuring van Elektrische Materialen te Arnhem (KEMA) is in 1927 opgericht door de Nederlandse elektriciteitsbedrijven. Er was toen een behoefte aan een onderzoeksinstituut dat materialen en componenten kon testen. Tegenwoordig is KEMA een onafhankelijk bedrijf dat gespecialiseerd is in technische consultancy, testen en certificering op het gebied van productie, transmissie en distributie van elektriciteit. KEMA heeft momenteel ongeveer 1600 medewerkers, waarvan 650 werkzaam zijn in buitenland. KEMA Nederland is gevestigd in Arnhem en bestaat uit verschillende business units. De business unit waarbinnen dit onderzoek is uitgevoerd is de business unit Transmission & Distribution Consulting (TDC).

Dit onderzoek is voornamelijk van belang voor 3 spelers: Economische Zaken (EZ), de Dienst toezicht en uitvoering energie (DTe) en de netwerkbeheerders. EZ stelt de regels op en de DTe kijkt of de netwerkbeheerders zich aan deze regels houden. Doordat EZ de N-1 regel heeft gehandhaafd en de DTe ervoor zorgt dat de

netwerkbeheerders zich hieraan houden, worden de netwerkbeheerders gedwongen grote investeringen te doen, waarvan het onzeker is of ze deze kunnen terugverdienen. In deze opdracht wordt onderzocht of de investeringen die gedaan moeten worden om aan de N-1 eis te voldoen financieel gerechtvaardigd zijn. Het zal duidelijk zijn dat de investeringskosten om de betrouwbaarheid te verhogen (om te voldoen aan N-1) terugverdiend moeten worden in de afschrijvingsperiode door middel van de (gereguleerde) transportvergoedingen.

### **1.3 Doel- en probleemstelling**

Uit de aanleiding volgen de volgende probleem- en doelstellingen:

#### **Doelstelling**

- Het (kwantitatieve) verschil in leveringszekerheid berekenen tussen de situatie voor de scheiding van de productie en het transport en na de scheiding door gebruik te maken van een regelgeving op basis van probabilistische criteria
- Het beoordelen van de regelgeving op basis van probabilistische criteria voor de toekomst.
- De rol bekijken die decentrale opwekking kan spelen in de energievoorziening als er wordt overgegaan op een regelgeving op basis van probabilistische criteria voor de leveringszekerheid.

#### **Probleemstelling**

- Is er een verschil in betrouwbaarheid tussen de situatie voor en na de liberalisering? En zo ja, hoe groot is dit verschil?
- Welke veranderingen (investeringen, uitval per jaar etc.) zullen er optreden als er van het deterministische criterium (N-1) wordt overgegaan op een regelgeving op basis van probabilistische criteria ?
- Wat kan deze overstap betekenen voor de rol van de bijdrage van decentraal vermogen?

### **1.4 Aandachtsgebieden**

De problemen die zich in dit onderzoek voordoen zijn gebaseerd op een viertal aspecten: economische, sociaal-maatschappelijke, technische en beleidsmatige. Juist door de combinatie van deze aspecten is deze afstudeeropdracht het ideale voorbeeld van een TEMA onderzoek. Hieronder zal kort op elk van de vier aspecten worden ingegaan.

#### *Economisch*

Het doel van de liberalisering van de elektriciteitssector is het zorgen voor een goedwerkende vrije markt, waarin afnemers kunnen profiteren van lagere prijzen. Met de elektriciteitswet 1998 is de marktwerking ingevoerd voor productie, levering en gebruik van elektriciteit. Bij het transport van elektriciteit is er echter sprake van een natuurlijk monopolie omdat het economisch niet haalbaar is een tweede netwerk aan te leggen. Netwerkbeheerders zullen dus niet snel geneigd zijn te investeren in hun netten. Verder spelen de eigenschappen van voorzieningszekerheid als collectief goed een belangrijke rol. Er bestaat een sterk spanningsveld tussen de publieke eigenschappen van stroom en het liberaliseren van de elektriciteitsmarkt.

### *Sociaal-maatschappelijk*

De vraag naar elektriciteit blijft groeien en elektriciteit is een cruciale factor geworden voor de nationale welvaart. Het Nederlandse elektriciteitsnet is een van de betrouwbaarste systemen van de wereld (Bloemhof 2002). Het is belangrijk deze hoge betrouwbaarheid te waarborgen omdat onderbrekingen niet alleen leiden tot grote economische verliezen maar ook tot veel maatschappelijke ongemak en onrust.

### *Technisch*

De technische aspecten van de elektriciteitsvoorziening hebben vooral betrekking op de opwekking, het transport en de distributie van de elektriciteit. Hierbij spelen de specifieke eigenschappen van elektriciteit, zoals de gelijkheid van de productie en de vraag en de opslagproblematiek, een rol. De wetten van Kirchhoff en Ohm spelen vooral een rol in het elektriciteitsnetwerk waar een verandering op een bepaalde plaats in het netwerk overal in dat netwerk consequenties heeft.

### *Regelgeving*

Het beleid zoals dat door Economische Zaken wordt gevormd, heeft zeer veel invloed op de economische en technische keuzes die gemaakt moeten worden. EZ bepaalt de spelregels in de nieuwe markt. Regelgeving die de leveringszekerheid van de netwerken bepaalt wordt door EZ vormgegeven. Het al dat niet handhaven van het N-1 storingscriterium is voor een groot deel een beleidsmatige keus.

## **1.5 Methode van onderzoek en opbouw verslag**

Dit onderzoek is een studie naar de betrouwbaarheid van het Nederlandse net en het N-1 betrouwbaarheidscriterium onder invloed van de liberalisering. Het type onderzoek dat is gedaan, is een combinatie van een toetsingsonderzoek en een exploratief onderzoek. Voor dit onderzoek is een eenvoudig model van het hoogspanningsnet ontwikkeld. Eerst wordt met dit model getoetst of er verschil is in leveringszekerheid voor en na de liberalisering. Daarna worden door een exploratief onderzoek de effecten van invoering van een regelgeving op basis van probabilistische criteria bekeken. En tenslotte wordt de rol die de bijdrage van decentraal vermogen kan spelen geanalyseerd door gebruik te maken van een probabilistische criterium.

## **1.6 Indeling van het verslag**

In dit verslag wordt aan de hand van een eenvoudig model van het hoogspanningsnet (Hoofdstuk 3) een methodiek ontwikkeld (Hoofdstuk 4) om te toetsen of de betrouwbaarheid van het elektriciteitsnet afneemt door de liberalisering (Hoofdstuk 5 en 6). Dit model en de methodiek worden vervolgens getoetst door middel van het computer programma DIGSILENT. Daarna wordt met behulp van het model de rol van de bijdrage van decentraal vermogen op de betrouwbaarheid van het elektriciteitsnet bepaald (Hoofdstuk 7). In hoofdstuk 8 wordt vervolgens toegelicht hoe de resultaten van het model kunnen worden toegepast in het Nederlandse en het Europese net. En tenslotte zijn in hoofdstuk 9 en 10 de conclusies en aanbevelingen te lezen.

## 2 Definities

Omdat er onduidelijkheden bestaan over het gebruik van verschillende definities worden hier eerst de gebruikte begrippen toegelicht.

### 2.1 Algemene definities

#### *Leveringszekerheid*

Het begrip leveringszekerheid wordt in dit rapport gedefinieerd als het deel van de tijd dat een belasting kan worden voorzien van de gewenste hoeveelheid elektriciteit die benodigd is. Als een belasting niet voorzien kan worden van de gewenste hoeveelheid elektriciteit wordt dat een onderbreking genoemd. Met een storing wordt de uitval van een component in het hoogspanningsnet aangeduid. Synoniemen voor het begrip leveringszekerheid zijn betrouwbaarheid en beschikbaarheid.

Niet elke storing in een transportnet hoeft tot een onderbreking in de levering te leiden. Er kan onderscheid gemaakt worden tussen:

- Storing: de niet-beschikbaarheid van een component.
- Onderbreking: Elke storing (of combinaties van storingen) die tot gevolg heeft dat aan een of meer klanten tijdelijk geen elektriciteit kan worden geleverd.

Voor het bepalen van de betrouwbaarheidsgetallen wordt in dit onderzoek volstaan met het bepalen van de onderbreking voor enkelvoudige en tweevoudige storingen. Een enkelvoudige storing is een uitval van één component en een tweevoudige storing is een gelijktijdige uitval van twee componenten. Overige combinaties van fouten worden verwaarloosbaar verondersteld.

#### *Duurzaamheid*

De ambitie van de Nederlandse overheid is tot een duurzame energiehuishouding te komen. De betekenis van het begrip duurzaam wordt echter nogal eens verschillend geïnterpreteerd. In dit onderzoek wordt uitgegaan van de definitie zoals die wordt gehanteerd in het Energierapport 2002 (Ministerie van Economische Zaken 2002).

“Duurzaamheid: de interacterende ontwikkelingen langs drie assen, te weten: de milieutechnische as, de sociaal-maatschappelijke as en de economische as, waarbij netto geen of zo weinig mogelijk schade wordt toegebracht, aan zowel de huidige als de toekomstige generatie en een as niet onevenredig benadeeld wordt ten behoeve van de vooruitgang langs andere assen.”

#### *Decentrale opwekking*

Met decentrale opwekkers worden in dit verslag fluctuerende bronnen bedoeld. Windturbines worden in dit verslag als voorbeeld van fluctuerende bronnen gebruikt.

#### *Verbinding en lijn*

Met een verbinding wordt de connectie tussen twee punten bedoeld. Deze connectie kan bestaan uit één of meerdere lijnen. Met een lijn wordt een bovengrondse hoogspanningskabel bedoeld.

### *Liberalisering*

Met de volledige liberalisering wordt in dit onderzoek de extreme situatie bedoeld waarbij alle productiescenario's om aan de energiebalans te voldoen mogelijk zijn, er geen transportbeperkingen gelden en er geen enkele beïnvloeding van de productie door de netbeheerders mogelijk is.

### *Vrije markt percentage*

Het vrije markt percentage is een percentage om de mate van vrije markt aan te geven. Dit wordt berekend door het aantal mogelijke opweksituaties in een net waarvoor transportbeperkingen gelden of overbelasting optreedt te delen door het aantal mogelijke opweksituaties die in een net zouden kunnen voorkomen. Bij de volledige liberalisering zal het vrije markt percentage 100% bedragen. Een verdere toelichting hierop staat op pagina 27.

## **2.2 Betrouwbaarheidskengetallen**

Voor het uitdrukken van de beschikbaarheid worden de in Nederland algemeen geaccepteerde kengetallen uit tabel 1 gebruikt.

|                                 | Symbool | Eenheid              |
|---------------------------------|---------|----------------------|
| Onderbrekingsfrequentie         | F       | Onderbrekingen/jaar  |
| Gemiddelde onderbrekingsduur    | D       | Minuten/onderbreking |
| Gemiddelde niet-beschikbaarheid | P       | Minuten/jaar         |
| Gemiddelde beschikbaarheid      |         | %                    |
| Niet geleverde energie          | NGE     | kWh/jaar             |

**Tabel 1: Kengetallen voor betrouwbaarheid.**

### *Onderbrekingsfrequentie*

Dit getal geeft de verwachting weer dat een klant gedurende een jaar met een onderbreking te maken krijgt. Een onderbrekingsverwachting van bijvoorbeeld 0,5 onderbrekingen/jaar wil zeggen dat een klant gemiddeld eens in de 2 jaar wordt geconfronteerd met een onderbreking.

### *Gemiddelde onderbrekingsduur*

De gemiddelde onderbrekingsduur geeft de tijd aan dat die onderbreking van levering gemiddeld duurt.

### *Gemiddelde niet-beschikbaarheid*

De gemiddelde onderbrekingsduur is het product van de onderbrekingsfrequentie en de gemiddelde onderbrekingsduur. Dit is een statistisch begrip dat een maat is voor de betrouwbaarheid van de levering. In feite is de gemiddelde niet-beschikbaarheid de tijd dat een gemiddelde klant jaarlijks is onderbroken.

### *Niet geleverde energie*

Dit is de hoeveelheid energie die jaarlijks niet kan worden geleverd ten gevolge van onderbrekingen. Dit is het product van het afgeschakelde vermogen en de niet-beschikbaarheid per jaar.

### *Faalgegevens*

Bij dit onderzoek wordt gebruik gemaakt van faalgegevens die specifiek van toepassing zijn in het Nederlandse net. De gebruikte kengetallen zijn ontleend aan het KEMA rapport "Betrouwbaarheid van elektriciteitsnetten in Nederland in 2002". Ook de reparatietijden van de componenten zijn uit dit rapport gehaald. In tabel 2 staan de faalgegevens van twee componenten: 150 kV lijnen en railsystemen. De 150 kV lijnen zijn de bovengrondse verbindingen waarover de elektriciteit getransporteerd wordt en de railsystemen zijn de componenten waarmee de 150 kV lijnen en de centrales aan elkaar gekoppeld worden.

| <i>Component</i> | <i>Gem. MTBF</i> | <i>Gem. MTTR (uren)</i> |
|------------------|------------------|-------------------------|
| 150 kV lijn      | 250 Jaar/km      | 8                       |
| Railsysteem      | 0,083 Jaar/stuk  | 1                       |

**Tabel 2. Faalgegevens van componenten.**

Onder MTBF (Mean Time Between Failure) wordt de tijd (in jaren) verstaan die gemiddeld tussen twee faalgebeurtenissen zit. Dit is gelijk aan 1/faalfrequentie. De MTTR (Mean Time To Repair) is de gemiddelde reparatietijd in uren. Een MTBF van 250 jaar/km houdt in dat er gemiddeld per km lijn elke 250 jaar een storing ontstaat. Tevens houdt dit in dat er bij een lijn van 20 km er gemiddeld om de 12,5 jaar een storing ontstaat.

### **2.3 Schade door stroomuitval (Value of lost load)**

Vaak wordt geprobeerd om de schade van een stroomstoring in een getal uit te drukken. Om de storingen van verschillende omvang vergelijkbaar te maken, wordt de totale schade gedeeld door de totale hoeveelheid elektriciteit die gebruikt zou zijn tijdens de storing als er geen storing was geweest. De schade wordt uitgedrukt per kWh. Deze waarde van niet geleverde elektriciteit wordt aangeduid als VOLL ('Value of lost load'). Dit bedrag is bijvoorbeeld nuttig om uit te rekenen hoeveel de schadevergoeding moet zijn voor een stroomonderbreking of bij het nemen van investeringsbeslissingen in elektriciteitsnetwerken en productiecentrales. In dit onderzoek wordt gewerkt met een waarde van 8 € per kWh<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Gemiddelde waarde voor een kWh uit "Gansch het radarwerk staat stil", *De kosten van stroom storing*. Amsterdam, juni 2003.

### **3 Model**

Om de leveringszekerheid van de bestaande structuur ten gevolge van de liberalisering te onderzoeken is een eenvoudig, functioneel model van het hoogspanningsnet ontwikkeld. Dit model wordt gebruikt om de eventuele verandering van stroomuitval te kwantificeren. Ook wordt op dit model een nieuwe methodiek toegepast om de economisch meest ideale netconfiguratie te bepalen. Tenslotte wordt het model gebruikt om de bijdrage van decentraal vermogen op de betrouwbaarheid bij een veranderende wetgeving onder de loep te nemen.

#### **3.1 Achtergrond**

In het proces van het creëren van een vrije markt voor de elektriciteitsvoorziening in Nederland, speelt het bestaan van transportlijnen tussen regio's een belangrijke rol. Historisch gezien is het transmissiesysteem voornamelijk gebouwd om het land te voorzien van een veilige, betrouwbare en economisch efficiënte energievoorziening. Verbindingslijnen tussen verschillende systemen zijn gebouwd met als doel het verminderen van de reservecapaciteit en het verbeteren van de betrouwbaarheid en efficiëntie door de samenwerking van verschillende gebieden in geval van nood. Het transport van grote hoeveelheden elektriciteit over lange afstanden is in Nederland echter niet het doel geweest van deze verbindingen.

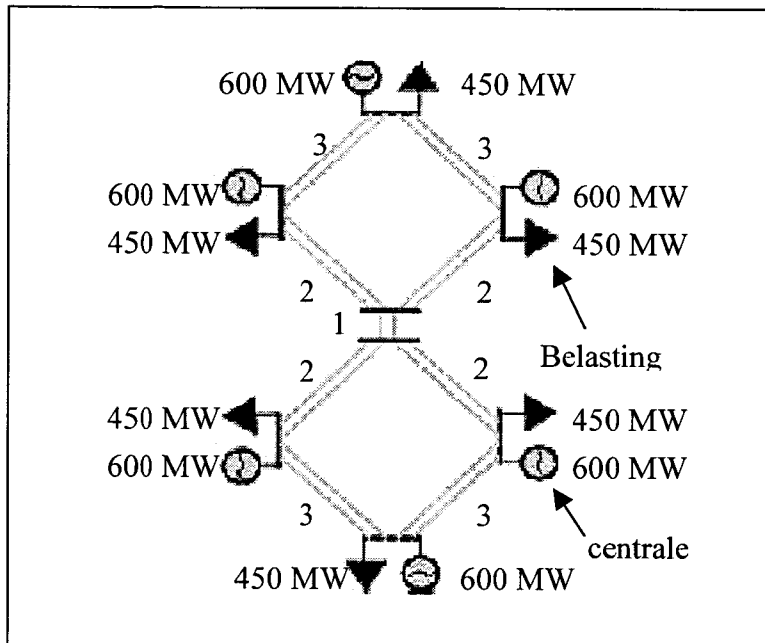
In de vrije markt die momenteel in Nederland en Europa gecreëerd wordt verandert de situatie. Voldoende transportcapaciteit tussen regio's/landen is een noodzakelijke voorwaarde om handelsmogelijkheden over lange en korte afstand te kunnen garanderen. Zonder voldoende transportcapaciteit zal de concurrentie in bepaalde gebieden beperkt blijven.

Om voldoende transportcapaciteit te krijgen zullen extra lijnen aangelegd moeten worden. Dit is echter een zeer kapitaal intensieve operatie die de nodige tijd zal vergen. Netbeheerders hebben bovendien weinig incentives om veel te investeren in het netwerk. Dus voordat stappen ondernomen zullen worden om het netwerk uit te breiden, kan beter eerst getracht worden beter gebruik te maken van het bestaande netwerk. Door een hogere belasting van het net zal echter de betrouwbaarheid kunnen afnemen. Hierbij zal ook de bijdrage van decentraal vermogen op de betrouwbaarheid meegerekend moeten worden. In de huidige regelgeving wordt dit tot op heden niet gedaan en misschien is de betrouwbaarheid van het net momenteel hoger dan op grond van de netconfiguratie kan worden afgeleid. Als blijkt dat de betrouwbaarheid van het net achteruit gaat, kan er gekeken worden welke acties dan het beste ondernomen kunnen worden. Om dit te kunnen bepalen is er een model van het hoogspanningsnet ontwikkeld.

#### **3.2 Hoogspanningsnet**

Om een duidelijk beeld te kunnen krijgen van de veranderingen die optreden door de 'unbundling' is een model van het hoogspanningsnet ontwikkeld. Dit model lijkt qua structuur veel op delen van het werkelijke Nederlandse 150 kV net; het zijn twee aan elkaar verbonden ringen. Het Nederlandse hoogspanningsnet bestaat voornamelijk uit

150kV ringen die verbonden zijn met het 380kV koppelnet. Het model kan verder ook als het hoogspanningsnet van twee landen gebruikt worden.



Figuur 1. Model van het hoogspanningsnet.

Verder zijn, om het model zo simpel mogelijk te houden, per ring drie gelijke generatoren en drie gelijke belastingen gekozen. Alle lijnen in het model hebben een capaciteit van 200 MW. Op de plek waar een centrale of een belasting aan de rail zit, kan er ook een verbinding met een andere ring worden voorgesteld die een maximale import/export heeft die gelijk is aan de capaciteit van de centrale/belasting. In het model zijn 3 soorten verbindingen te onderscheiden:

1. De verbinding tussen de twee ringen.
2. De verbindingen tussen het midden en de generatoren/belastingen.
3. De verbindingen tussen de generatoren/belastingen onderling.

### 3.3 Aannames

Om het model nog verder te simplificeren zijn de volgende aannamen gedaan:

- Netcomponenten kunnen in werkelijkheid in bepaalde mate worden overbelast. Maar omdat niet in de netcode is vastgelegd van welke mate van overbelasting men mag uitgaan, wordt de analyse uitgevoerd voor situaties zonder overbelasting.
- De vermogensvraag wordt geschat door een belasting-duur-kromme die voor iedere afneempunt gelijk is.
- Alle centrales in het model zijn gelijk; er bestaan geen economische verschillen.
- Alle lijnen hebben dezelfde capaciteit en dezelfde storingskans per lengte-eenheid.



- Alle centrales hebben een even grote kans om in bedrijf te zijn; voor de liberalisering worden hiervoor allebei de ringen apart bekeken en na de liberalisering gezamenlijk. Met andere woorden voor de liberalisering is er een lokaal evenwicht en na de liberalisering is er een globaal evenwicht.
- Er wordt uitgegaan van het feit dat voor de liberalisering er geen transport op de verbindingslijn is en de lijn alleen in geval van nood dienst doet.
- Er wordt niet strategisch gehandeld of geproduceerd (er is altijd voldoende productie).
- Er worden zo weinig mogelijk centrales ingezet .
- De centrales houden wel reservevermogen achter de hand maar de regelsnelheid van de centrales bij lijnuitval is laag, zodat er bij lijnuitval toch onderbrekingen kunnen optreden.
- Er wordt alleen naar de uitval van lijnen en railsystemen gekeken (geen uitval opwekkers).

Voor het model wordt uitgegaan van de volgende waarden:

- Faalfrequentie lijnen 0,4 keer per jaar per 100 km.
- Reparatie tijd lijnen 8 uur.
- Lengte lijnen 40 km en lengte verbindingslijn tussen de ringen 20 km.
- Faalfrequentie rails 1 uur per 12 jaar.

## 4 Methodiek

### 4.1 Inleiding

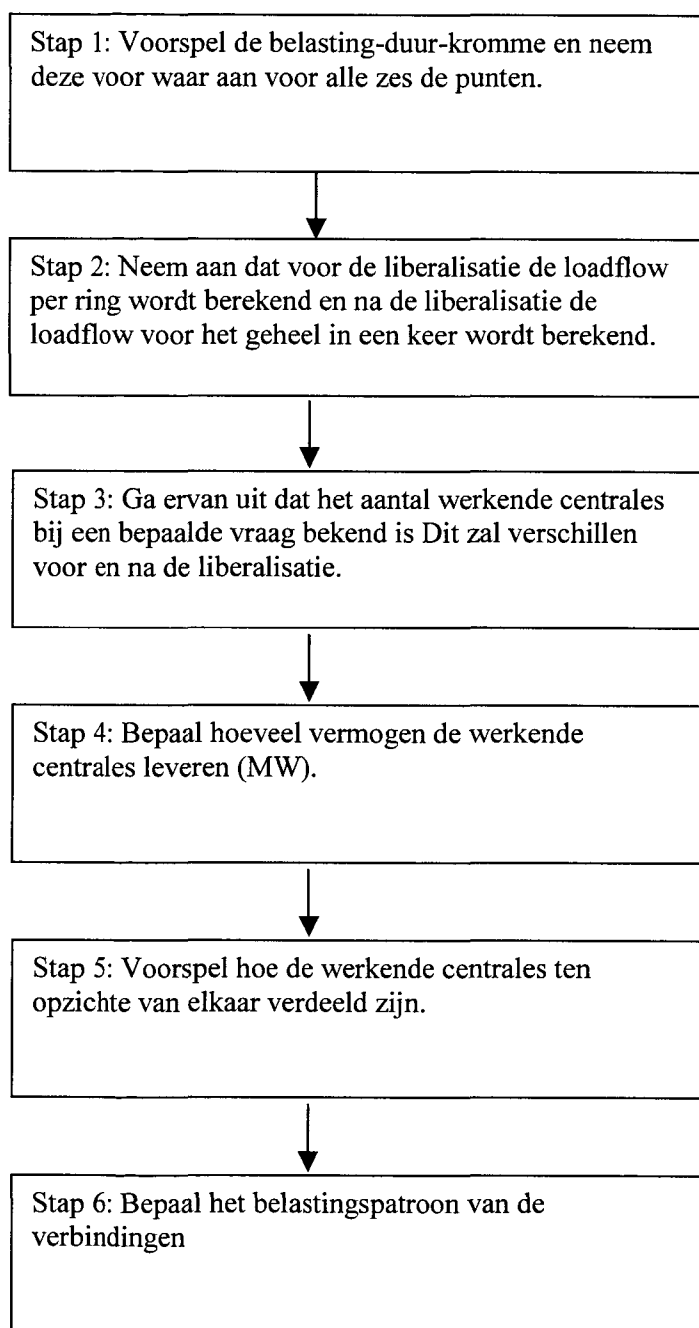
De essentie van de methodiek is de onbalans tussen productie en belasting per regio. Waar vroeger werd gezorgd door de SEP dat deze onbalans niet voorkwam, is het nu taak van de netbeheerders om te zorgen dat bij elke mate van onbalans in de regio's er door transporten voor gezorgd wordt dat iedereen toch van elektriciteit wordt voorzien. Hierbij geldt natuurlijk nog steeds dat per tijdseenheid de totale productie gelijk moet zijn aan de totale belasting.

Voor de liberalisering is het net van het model N-1 veilig. Door de liberalisering ontstaat er binnen de ringen meer onbalans tussen productie en belasting waardoor transporten tussen de ringen noodzakelijk worden. Deze onbalans ontstaat doordat afnemers niet regionaal gebonden zijn maar bij iedere producent elektriciteit kunnen inkopen. Het evenwicht tussen productie en belasting verschuift van lokaal naar regionaal. Zolang het transport over de verbinding tussen de ringen ( $\Delta E$ ) niet te groot wordt en de belasting van de verbindinglijnen onder de 50% (bij twee lijnen per verbinding) blijft is het net nog steeds N-1 veilig. Wordt  $\Delta E$  echter te groot, dan zal N-1 niet meer gelden of zullen zelfs de verbindingen overbelast raken.

Om het verschil in de betrouwbaarheid voor en na de liberalisatie te bepalen is een methodiek ontwikkeld. Hierbij wordt eerst de belasting van de verschillende soorten verbindingen bepaald. De methodiek bestaat uit twee delen. In het eerste deel van de methodiek wordt van alle verbindingen in het model een kansverdeling van de belasting gemaakt. In deel twee wordt aan de hand van deze kansverdeling, de geldende wetgeving en de financiële consequenties de optimale verbindingconfiguratie bepaald. Hierbij speelt de wetgeving een belangrijke rol. Bij N-1 zal met de hoogste piek rekening gehouden worden en bij een probabilistische wetgeving zal niet alleen met de hoogste piek, maar ook met de kans op deze piek rekening gehouden worden.

## 4.2 Deel 1: Belastingskansverdeling

In figuur 2 is deel één van de methodiek weergegeven. Dit deel van de methodiek bestaat uit 6 stappen. In paragraaf 5.1 worden deze stappen nader toegelicht aan de hand van het model zoals dat in het vorige hoofdstuk gepresenteerd is. Het resultaat van dit eerste deel is een voorspelling van het belastingspatroon van de verbindingen.



**Figuur 2. Methodiek om de belasting van de verbinding te bepalen.**

### **4.3 Deel 2: N-1 of risicoanalyse**

Na het uitvoeren van deel 1 is het belastingspatroon van de verbindingen bekend. Aan de hand van dit patroon kan verder bepaald worden uit hoeveel lijnen van een bepaalde capaciteit de verbinding zou moeten bestaan.

Bij het handhaven van het N-1 criterium hoeft er alleen gekeken te worden naar wat de maximale belasting van de lijnen is. Het bepalen van het aantal lijnen en de capaciteit van de lijnen per verbinding is dan eenvoudig. Aan de hand van de hoogst mogelijke belasting van een verbinding wordt bepaald hoe groot de capaciteit van de lijnen en het aantal lijnen moeten zijn. Bij bijvoorbeeld een hoogste piek van 360 MW over een verbinding zullen er 3 lijnen van 200 MW aangelegd moeten worden. De verbinding is dan N-1 veilig, want als er 1 lijn uitvalt kunnen de resterende lijnen het maximale vermogen nog verwerken. Hierbij wordt dus geen rekening gehouden met het aantal keren deze situatie ook daadwerkelijk voorkomt; het gaat er alleen om dat deze situatie voor kan komen

Als de kansen dat een bepaalde situatie ook daadwerkelijk voorkomt wel in oogschouw worden genomen kan dit aanzienlijke gevolgen hebben voor de capaciteitsbepaling van de verbinding. Om de benodigde capaciteit te bepalen zal er eerst gekozen moeten worden voor een regelgeving op basis van een probabilistisch criterium. Dit criterium zal dan bepalen welk risico op uitval de verbinding maximaal mag lopen. Dit risico op uitval is afhankelijk van de capaciteit van de verbinding, de belasting van de lijnen en het aantal lijnen. De som van de risico's van alle verbindingen in een gebied zal bepalen welk percentage van de tijd de klant de door hem gewenste levering zal ontvangen (de leveringszekerheid). Als het probabilistische criterium een waarde zou hebben van bijvoorbeeld 99,99%, dan zal de klant 99,99% van de tijd het door hem gevraagde vermogen ontvangen. En aan de hand van dit getal kan de configuratie van de verbindingen worden bepaald. De waarde van het probabilistische criterium zal afhankelijk zijn van de kosten van uitval en de kosten van aanleg. Om dit optimum in het model te vinden wordt een risicoanalyse uitgevoerd.

## 5 Verschil in betrouwbaarheid voor en na de liberalisatie

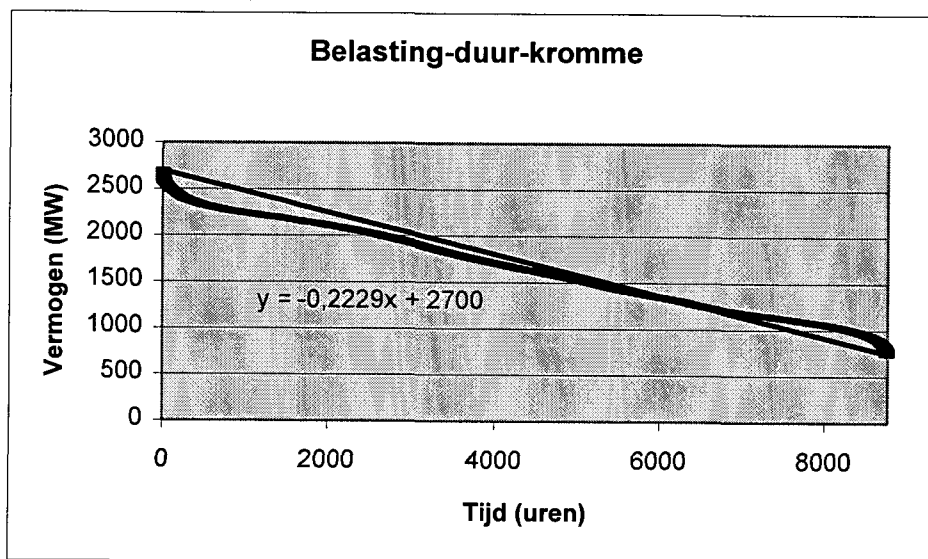
Het eerste doel van dit onderzoek is het vergelijken van de betrouwbaarheid van de elektriciteitslevering voor en na de liberalisatie. Hierbij wordt van een situatie uitgegaan waarbij er niks verandert aan de infrastructuur en alleen de productie niet meer centraal geregeld wordt.

### 5.1 Aanpak deel 1

Het eerste deel van de methodiek zoals die in het vorige hoofdstuk is besproken, wordt met behulp van Matlab op het model toegepast. Dit zal eerst gedaan worden op de verbinding tussen de twee ringen aangezien dit waarschijnlijk de bottleneck zal zijn.

#### *Stap 1: Bepalen belasting-duur-kromme (BDK)*

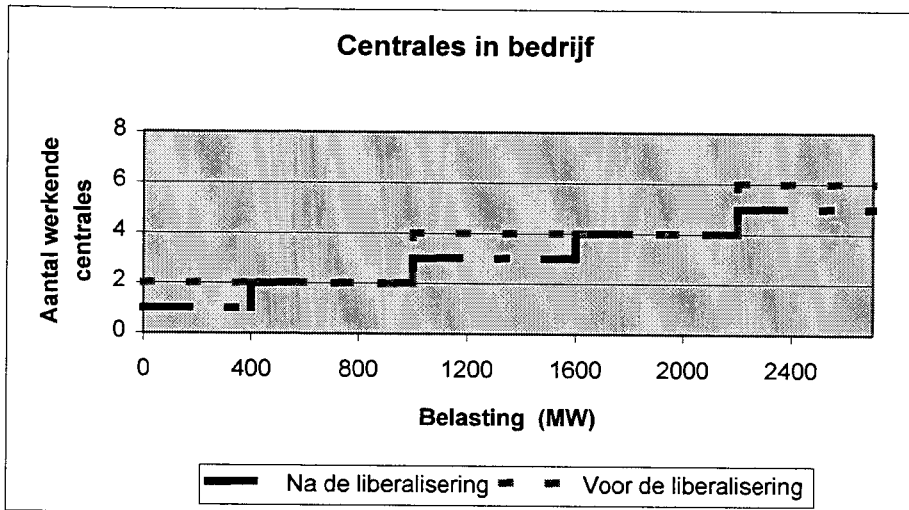
Eerst is de BDK bepaald. Dit is gedaan door gegevens van een database met 5 minuten metingen van het gebruik van elektriciteit in Gelderland (2002) te sorteren op grootte en daar een grafiek van te maken. Vervolgens is deze grafiek aangepast aan de verhoudingen van het model. Dit is gedaan door de verhouding tussen de grootste gemeten waarde in Gelderland en de maximale vraag in het model te bepalen. En door vervolgens de metingen uit Gelderland te vermenigvuldigen met deze verhouding. De BDK wordt tenslotte benaderd door de rechte lijn die door de kromme kan worden getrokken (figuur 3).



Figuur 3. Belasting-duur-kromme.

### Stap 2: Aantal centrales in gebruik

Vervolgens wordt de inzet van het aantal centrales bepaald. Hierbij wordt uitgegaan van een draaiende reserve van 200MW. In de figuur 4 is te zien hoe het aantal ingezette centrales verschilt voor en na de liberalisering.



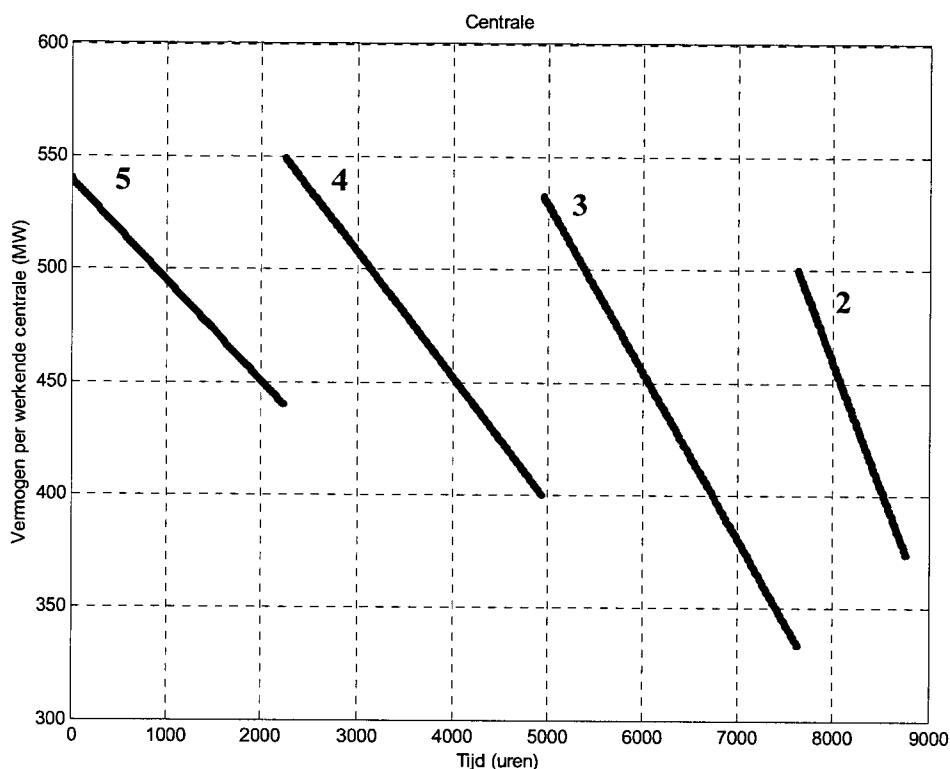
Figuur 4. Aantal centrales in bedrijf voor en na de liberalisering.

Doordat de twee ringen voor de liberalisering apart worden bedreven, zal er altijd een even aantal centrales actief zijn. Na de liberalisering, als het hele net als één geheel wordt bestuurd, zal dit niet het geval zijn. In een groot deel van de tijd zal hierdoor in principe een efficiëntie winst ontstaan omdat er minder centrales hoeven te worden ingezet.

### Stap 3: Inzet werkende centrales

Nu bij een gegeven vraag het aantal werkende centrales bekend is, kan met behulp van de belasting-duur-kromme de inzet van iedere werkende centrale worden berekend. Hierbij wordt er van uit gegaan dat iedere werkende centrale evenveel vermogen levert. In figuur 5 is te zien hoeveel iedere werkende centrale produceert in de situatie na de liberalisering. Op het moment dat de vraag toe of afneemt zal de output van de werkende centrales ook veranderen. Op de omslagpunten (1000, 1600 en 2200 MW) zal het geleverde vermogen per centrale snel veranderen omdat er opeens meer/minder centrales worden ingezet. De omslagpunten zijn te berekenen door de maximum capaciteit van de werkende centrales te bepalen (=aantal werkende centrales x 600 MW) en daar het reserve vermogen van 200 MW af te trekken. Het reservevermogen wordt niet aan een aparte centrale toegekend. De output per werkende centrales is te berekenen door de totale belasting te delen door het aantal werkende centrales. De output van een centrale kan nooit gelijk zijn aan de maximale output van een centrale omdat het totale reservevermogen van 200 MW verdeelt wordt over het aantal werkende centrales. Voor de liberalisering konden alleen 2, 4 of 6 centrales actief zijn. Na de liberalisatie kunnen er alleen 2, 3, 4 of 5 centrales actief zijn. Eén centrale niet omdat de minimale vraag in het model altijd hoger is dan de totale output van één

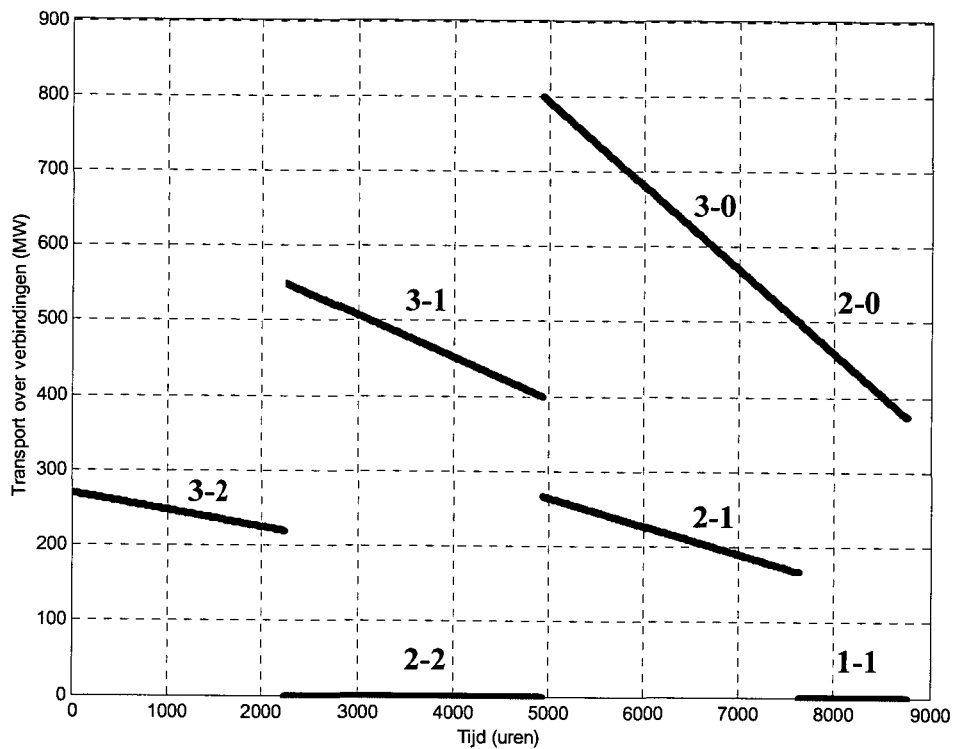
centrale en 6 centrales niet omdat aan de maximale vraag met vijf centrales kan worden voldaan.



Figuur 5. Aantal werkende centrales en de output per werkende centrale.

#### Stap 4: Verdeling van de werkende centrales

Het grootste effect op transportgebied dat zal optreden door de liberalisering is de verandering in het getransporteerd vermogen tussen de twee ringen. In de oude situatie wordt hier nauwelijks vermogen getransporteerd, terwijl dat door de liberalisering wel op grote schaal gaat gebeuren. In het model zijn er zes centrales opgenomen, drie in iedere ring. Transport tussen de twee ringen zal ontstaan indien het geproduceerde vermogen in beide ringen ongelijk is (er is aangenomen dat de belasting in beide ringen gelijk is). Aangezien er minimaal twee en maximaal vijf centrales actief zijn, is er maar een beperkt aantal mogelijkheden. Deze mogelijkheden kunnen aangegeven worden door eerst het aantal actieve centrales in de ene ring en daarna het aantal actieve centrales in de nadere ring te noemen. Bij twee centrales is dit 1-1 of 2-0, bij drie centrales 2-1 of 3-0, bij vier centrales 2-2 of 3-1 en bij vijf centrales 3-2. In figuur 6 is uitgezet hoeveel vermogen er over de verbinding tussen de ringen wordt getransporteerd bij de verschillende configuraties. Het vermogen dat over de verbinding tussen de ringen getransporteerd wordt is te berekenen door het verschil in het aantal werkende centrales tussen de ringen te vermenigvuldigen met de output per centrale en dit te delen door twee. Voor bijvoorbeeld een 3-1 situatie bij een output van 500 MW per centrale is er verschil van twee werkende centrales tussen de ringen, dit verschil maal 500 MW is 1000 MW en gedeeld door twee geeft dit een transport van 500 MW over de verbinding tussen de ringen.

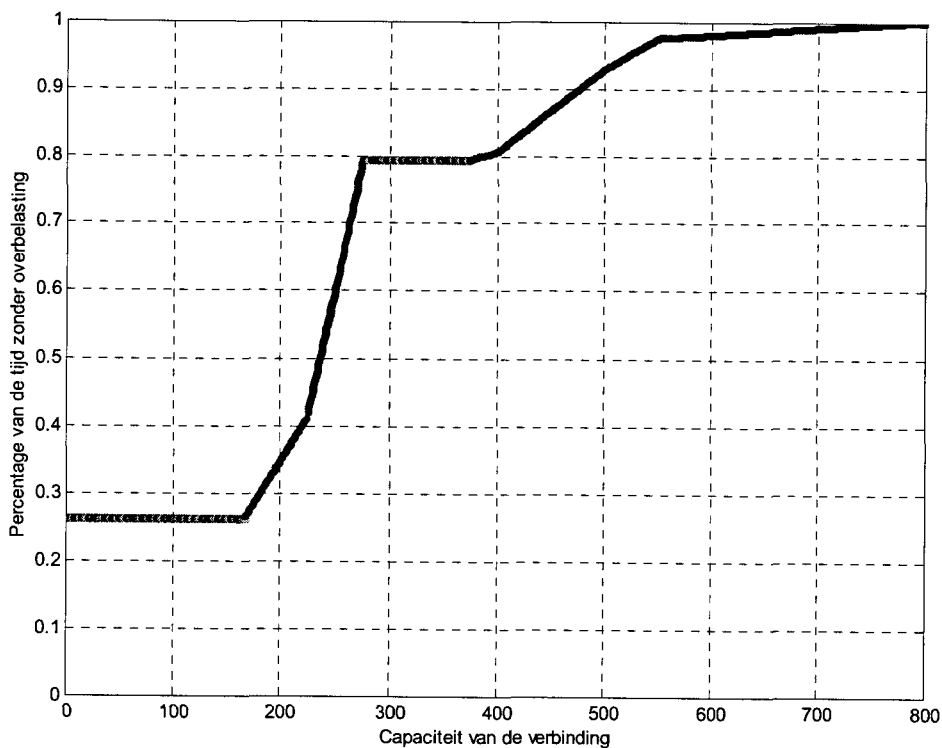


**Figuur 6. Transport over de verbinding bij de verschillende configuraties.**

*Stap 5: Bepaal belastingspatroon lijnen*

Aangezien de BDK bekend is en er dus bekend is hoeveel procent van de tijd een bepaald vermogen wordt gevraagd kan er uitgerekend worden hoe groot de kans is op een bepaald aantal werkende centrales. Als de kans dat iedere centrale wordt ingezet gelijk is, kan ook de kans op iedere configuratie en het bijbehorende transport over de verbinding berekend worden. Als deze kansen cumulatief worden uitgezet wordt figuur 7 verkregen.





**Figuur 7. Cumulatieve kans op voldoende capaciteit van de verbinding type 1.**

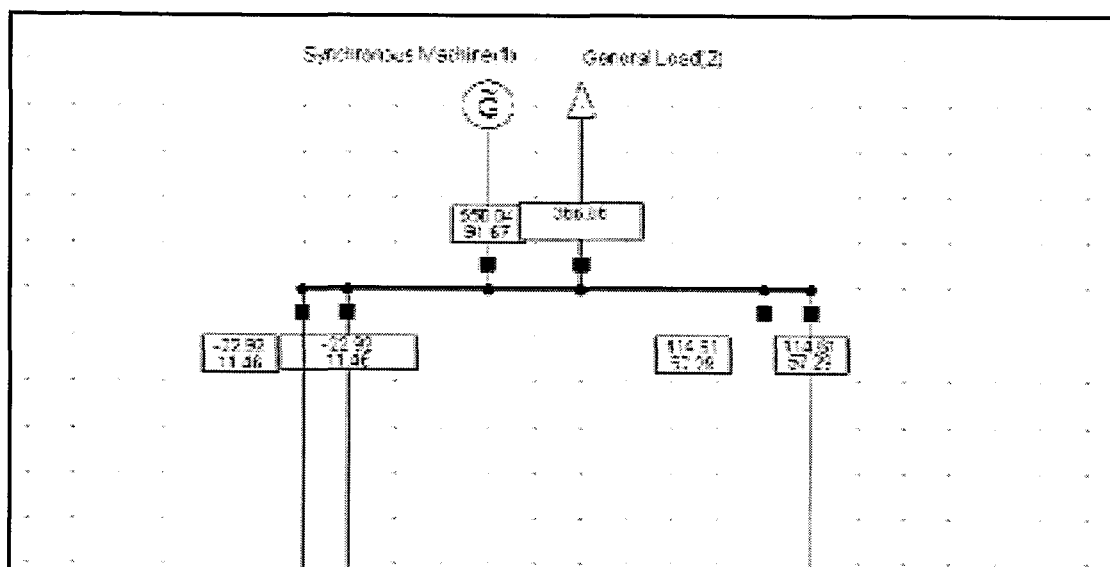
In figuur 7 staat de capaciteit van de verbinding tussen de ringen uitgezet tegen het percentage van de tijd zonder overbelasting. Te zien is dat er ongeveer 27% van de tijd geen transport plaatsvindt (een capaciteit van 0 MW is dan voldoende) en dat het maximale transport 800 MW is. Dit is tijdens de 3-0 configuratie. Bij een capaciteit van de verbinding van 800 MW is de kans dat er overbelasting optreedt dus nul.

Om N-1 veilig te zijn mag er maar maximaal 200 MW over de verbinding tussen de twee ringen getransporteerd worden. Dit omdat de verbinding in het model bestaat uit twee lijnen van ieder 200 MW. In 35% van de tijd zal dit maar het geval zijn. Door de liberalisering zal het net dus niet meer N-1 veilig zijn. In 17% (100%-83%) van de tijd is zelfs de te transporteren hoeveelheid elektriciteit groter dan de maximale capaciteit van de verbinding (400 MW) en zal het gevraagde vermogen niet geleverd kunnen worden.

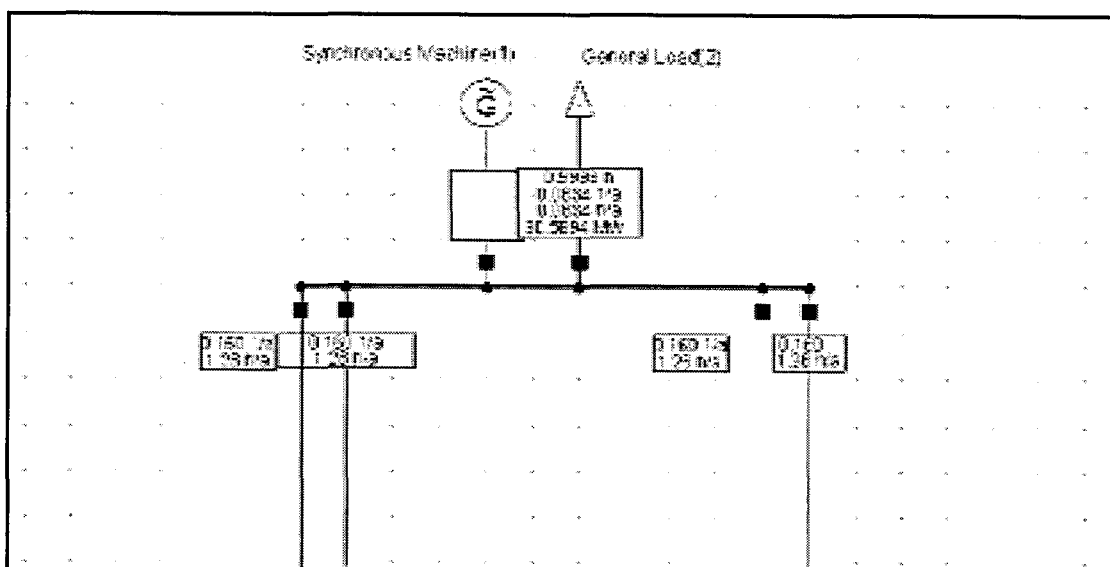
## 5.2 Simulaties met DIgSILENT

Als het model in DIgSILENT wordt ingevoerd kunnen loadflow en betrouwbaarheidsberekeningen worden uitgevoerd. Voorbeelden hiervan zijn te zien in figuur 8 en 9. In figuur 8 is de output van een deel van het model na de loadflow berekening te zien. Hierin stelt de "Synchronous Machine" een elektriciteitscentrale voor en de "General Load" de belasting. In de vakjes staat de hoeveelheid getransporteerd vermogen en de belasting van de verbinding. Over de linker lijnen gaat dus 22,92 MW en zijn de lijnen 11,46% belast en over de rechter lijnen gaat dus 114,61 MW en zijn de lijnen 57,29% belast. De centrale levert 550,054 MW en draait op 91,67%.

Bij een betrouwbaarheidsberekening van hetzelfde deel van het model (figuur 9) is de gemiddelde storingsduur, de storingsfrequentie, het aantal uur storting per jaar en de niet geleverde MWh per jaar weergegeven.



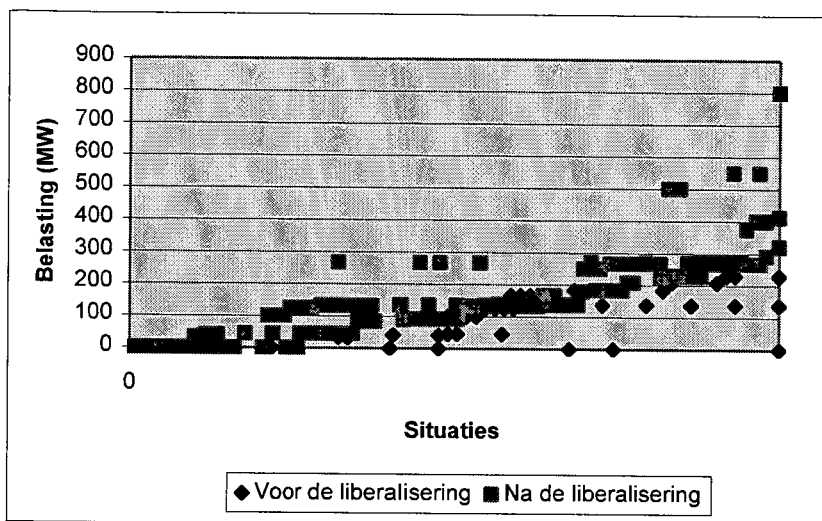
Figuur 8. Loadflow berekening van het model in DIgSILENT.



Figuur 9. Betrouwbaarheidsberekening van het model in DIgSILENT.

De belasting in figuur 9 zal dus per jaar 0,0834 uur (= 5 minuten) door storting geen elektriciteit ontvangen. De hoeveelheid niet-geleverde elektriciteit is dan ongeveer 30,6 MWh (=5 minuten x 367 MW).

Door in het model een aantal situaties voor en na de liberalisering met DIgSILENT te simuleren en deze op grote te rangschikken, wordt figuur 10 verkregen. Hierin is duidelijk te zien dat de hoogte van de belastingspiek een stuk groter is geworden (van 250 naar 800 MW).

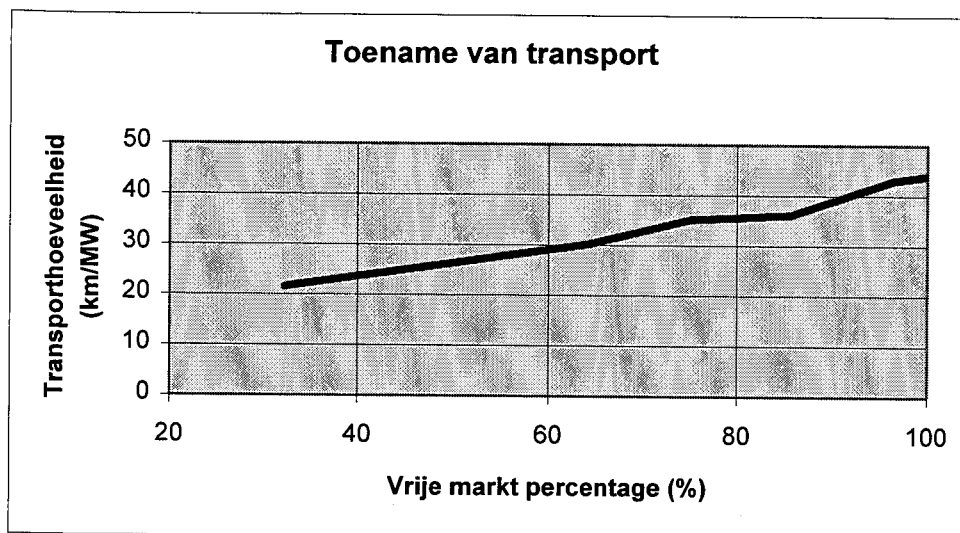


**Figuur 10. Mogelijke belastingssituaties lijnen.**

Door de situatie van het model die overeenkomt met de elektriciteitsvoorziening van voor de liberalisering te simuleren met DigSILENT wordt een jaarlijkse uitval van 6,43 minuten per klant gevonden. Dit is dus de situatie waar beide ringen afzonderlijk worden bedreven en de verbindingen van het model bestaan uit twee lijnen met een capaciteit van 200 MW. De situatie na de liberalisering met dezelfde infrastructuur geeft een jaarlijkse uitval van ongeveer 400 uur per klant. De betrouwbaarheid van de elektriciteitsvoorziening neemt door de liberalisering af van 99,9988% naar 95,3619%.

### 5.3 Toename van het transport

De hoeveelheid transport wordt in het model op dezelfde manier uitgerekend als de betrouwbaarheid; voor alle 17 mogelijke situaties (tabel 3, blz. 27) wordt de transporthoeveelheid uitgedrukt in km/MW en wordt aan de hand van de kans dat een situatie voorkomt de gemiddelde transporthoeveelheid berekend. De transporthoeveelheid wordt gedefinieerd als de gemiddelde afstand tussen productie en belasting per MW. Door de toename van het vrije markt percentage uit te zetten tegen de transporthoeveelheid wordt figuur 11 verkregen. Hoe het vrije markt percentage is te berekenen is te vinden op pagina 27.



**Figuur 11. Toename van transport.**

In de figuur is te zien dat de toename van de transport lineair is met het vrije markt percentage en dat door de liberalisering de transporthoeveelheid met toeneemt van 22 km/MW naar 45 km/MW (100%). Het beginpunt van de grafiek, 32%, is het vrije markt percentage zoals dat bestond in de situatie voor de liberalisering. Het vrije markt percentage voor de liberalisering is geen nul maar 32% doordat er voor de liberalisering lokaal (binnen de ringen) wel concurrentie was.

#### **5.4 Evenwicht**

Voor de liberalisering was de elektriciteitssector in evenwicht. Er was slechts zeer beperkte concurrentie tussen de producenten mogelijk, er bestond een goed functionerende infrastructuur (weinig uitval), en er waren regels wat betreft de betrouwbaarheid (N-1). Door de liberalisering wordt dit evenwicht verbroken. Er ontstaat nu een volledige vrije markt voor de productie van elektriciteit en hierdoor neemt het transport van elektriciteit toe. Door deze transporttoename voldoet de huidige infrastructuur niet meer aan de N-1 regel. Om na de liberalisatie een nieuw evenwicht te bereiken zal de infrastructuur moeten worden aangepast of de N-1 regel zal afgeschaft/veranderd moeten worden.

#### **5.5 Maximale onbalans**

Het transport over de verbinding tussen de twee ringen komt voort uit de onbalans tussen productie/afzet van de elektriciteit in de afzonderlijke ringen. Deze onbalans is maximaal in de 3-0 situatie. Deze 3-0 situatie kan voorkomen tijdens een totale vermogens vraag van 1000 tot 1600 MW. Dit is tijdens gemiddeld gebruik. Tijdens de piekuren qua stroomverbruik moeten immers 5 van de 6 centrales draaien en zal er altijd een 3-2 situatie ontstaan. En als de vraag lager is dan 1000 MW hoeven er maar 2 centrales ingezet te worden en kan er hoogstens een 2-0 situatie ontstaan. De betrouwbaarheid van het totale net is dus is dus bij gemiddeld gebruik het laagste en niet bij piek verbruik zoals logisch lijkt.

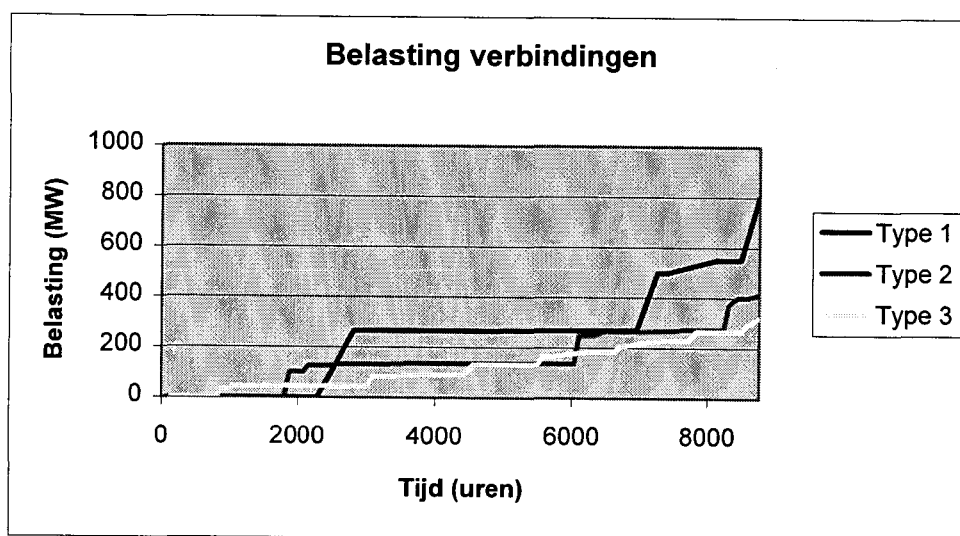
## 5.6 Conclusie

Door de liberalisering neemt het transport met 100% toe waardoor de lijnen zwaarder belast zullen worden. Door de onbalans tussen de ringen is de toename van het transport op de verbinding tussen de ringen het grootste. Uit figuur 6 en 7 blijkt dat door het transport over deze verbinding toeneemt tot 800 MW. In het model bestaat deze verbinding uit twee kabels van ieder 200 MW. Er kan dus maar maximaal 400 MW over de verbinding getransporteerd worden. In 17% van de tijd is het gewenste transport dus niet mogelijk. Het net is na de liberalisering niet meer N-1 veilig; zelfs in 17% niet meer N-0 veilig. De grootste problemen treden op als de onbalans het grootste is. Dit is tijdens een gemiddelde vermogensvraag. De leveringszekerheid neemt door de liberalisering af van 99,9988% naar 95,3619%. Dit betekent een stijging van de uitval voor het model van 6 minuten naar 400 uur.

## 6 Betrouwbaarheid na de liberalisering

### 6.1 N-1

Om het model na de liberalisering wel weer N-1 veilig te krijgen zullen er lijnen bijgebouwd moeten worden. Om te bepalen hoeveel lijnen er bij moeten komen moeten de belastingspatronen voor alle drie de soorten verbindingen bepaald worden. Deze keer gebeurt dit door de mogelijke situaties in DIGSILENT te simuleren. In figuur 12 is dit voor alle drie de verbindingsoorten gedaan.



Figuur 12. Belasting van de verschillende lijnen na de liberalisatie.

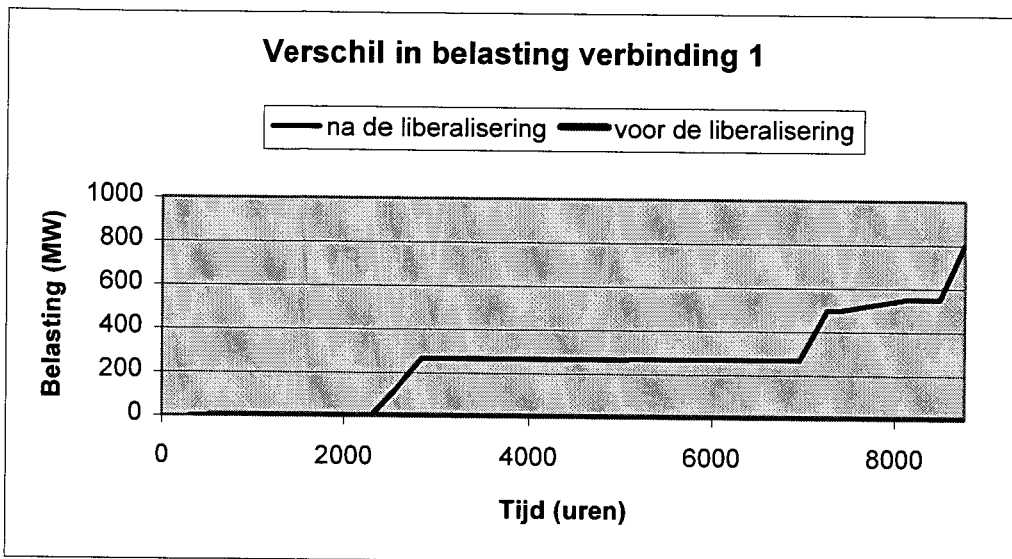
Hierbij moet opgemerkt worden dat alleen gerekend is met de maxima van de 17 situaties (zie tabel 3). De 17 situaties komen voort uit de BDK en het aantal centrales uit het model. Per situatie is aangegeven welke centrales actief zijn door middel van een 1 en welke niet actief zijn door middel van een 0. De eerste 0 of 1 geeft de centrale links in de bovenste ring midden weer, de tweede 0 of 1 de centrale midden in de bovenste ring etc. Uit de BDK volgt dat er altijd 2, 3, 4 of 5 centrales actief zijn. Er is namelijk een minimale belasting van 700 MW (2 centrales) en een maximale belasting van 2700 MW (5 centrales). Bij elk aantal actieve centrales (2, 3, 4 en 5) zijn vervolgens verschillende mogelijkheden hoe deze centrales over het model verdeeld zijn. Door de symmetrie van het model zullen een aantal hiervan aan elkaar gelijk zijn. Bij de inzet van 2 centrales zijn er 15 opties waarvan er 5 werkelijk verschillend zijn (tabel 3: optie 1 t/m 5). Bij de inzet van 3 centrales zijn er 20 opties waarvan er 4 verschillend zijn (tabel 3: optie 6 t/m 10). Voor de inzet van 4 en 5 centrales zijn er respectievelijk 15 en 6 opties waar er 5 (tabel 3: optie 11 t/m 15) en 2 (tabel 3: optie 16 en 17) configuraties verschillend zijn. In het totaal zijn er dus 56 opties waarvan 17 daadwerkelijk verschillende opties.

|    | Opweksituatie | Aantal gelijke situaties | Kans op dergelijke situatie | Tijd dat situatie voor kan komen (uren) | Totale belasting (MW) |
|----|---------------|--------------------------|-----------------------------|---|-----------------------|
| 1  | 1-1-0-0-0-0   | 4                        | 1/15                        | 1133                                    | Tot 1000              |
| 2  | 1-0-1-0-0-0   | 2                        | 1/15                        | 1133                                    | Tot 1000              |
| 3  | 1-0-0-1-0-0   | 4                        | 1/15                        | 1133                                    | Tot 1000              |
| 4  | 1-0-0-0-1-0   | 4                        | 1/15                        | 1133                                    | Tot 1000              |
| 5  | 0-1-0-0-1-0   | 1                        | 1/15                        | 1133                                    | Tot 1000              |
| 6  | 1-1-1-0-0-0   | 2                        | 1/20                        | 2692                                    | Van 1000 tot 1600     |
| 7  | 1-0-1-1-0-0   | 4                        | 1/20                        | 2692                                    | Van 1000 tot 1600     |
| 8  | 1-1-0-1-0-0   | 8                        | 1/20                        | 2692                                    | Van 1000 tot 1600     |
| 9  | 1-0-1-0-1-0   | 2                        | 1/20                        | 2692                                    | Van 1000 tot 1600     |
| 10 | 1-1-0-0-1-0   | 4                        | 1/20                        | 2692                                    | Van 1000 tot 1600     |
| 11 | 1-1-1-1-0-0   | 4                        | 1/15                        | 2692                                    | Van 1600 tot 2200     |
| 12 | 1-1-1-0-1-0   | 2                        | 1/15                        | 2692                                    | Van 1600 tot 2200     |
| 13 | 1-1-0-1-1-0   | 4                        | 1/15                        | 2692                                    | Van 1600 tot 2200     |
| 14 | 1-0-1-1-1-0   | 4                        | 1/15                        | 2692                                    | Van 1600 tot 2200     |
| 15 | 1-0-1-1-0-1   | 1                        | 1/15                        | 2692                                    | Van 1600 tot 2200     |
| 16 | 1-1-1-1-1-0   | 4                        | 1/6                         | 2243                                    | Van 2200 tot 2700     |
| 17 | 1-1-1-1-0-1   | 2                        | 1/6                         | 2243                                    | Van 2200 tot 2700     |

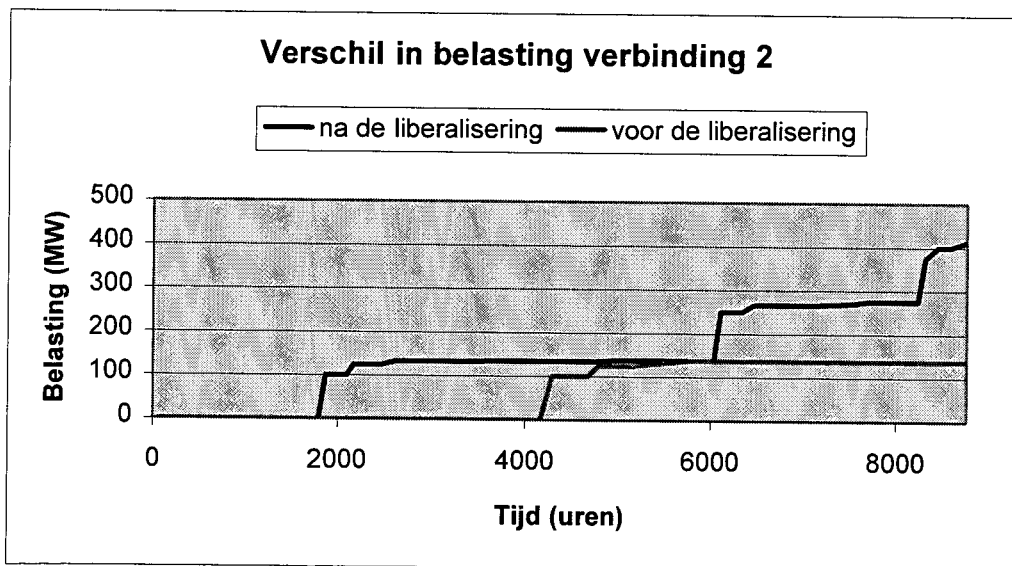
**Tabel 3. Mogelijke opweksituaties model.**

Het vrije marktpercentage wordt berekend door het aantal mogelijke opties te delen door het totaal aantal opties en dit te vermenigvuldigen met 100%. In het model zal bij het handhaven van de N-1 regel het vrije markt percentage in de situatie na de liberalisering 32% zijn. Dit is te berekenen door te kijken bij welke opties het transport over de verbinding altijd lager is dan 200 MW (optie 3, 4, 5, 13, 14 en 15) en van de gevonden opties het aantal soortgelijke mogelijkheden bij elkaar op te tellen en te delen door 56. Een vrije markt percentage van 100% betekend dus dat alle mogelijke situaties mogen voorkomen ongeacht of ze tot onderbrekingen door overbelasting zullen leiden of niet.

Als voor iedere lijn de belasting van voor de liberalisatie wordt vergeleken met de belasting van na de liberalisatie dan worden figuur 13,14 en 15 verkregen.

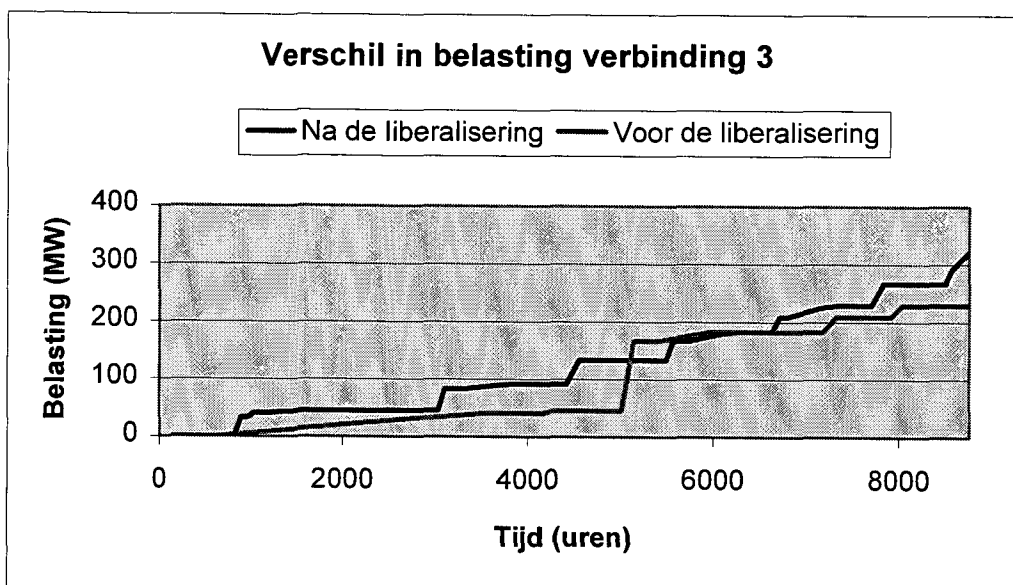


Figuur 13. Verschil in belasting verbindinstype 1.



Figuur 14. Verschil in belasting verbindingstype 2.





Figuur 15. Verschil in belasting verbindingstype 3.

Wat hierbij opvalt is dat met name de belasting van verbindingstype 1 erg verandert door de liberalisering. Het transport tussen de ringen verandert sterk. Het belastingspatroon van verbindingstype 2 is ook sterk aan verandering onderhevig; i.p.v. maximaal 137,5 MW voor de liberalisering wordt de maximale belasting 412,5 MW. De verandering van de belasting van verbindingstype 3 verandert het minste. Toch scheelt dit voor de maximale belasting alsnog bijna 100 MW.

Om het model nu weer N-1 te maken zullen er dus zoveel lijnen bijgebouwd moeten worden dat wanneer er 1 lijn uitvalt, de overgebleven lijnen minimaal nog een capaciteit van het maximale vermogenstransport hebben.

Voor de verbinding tussen de ringen zullen er dus 5 lijnen van 200 MW of 3 lijnen van 400 MW moeten komen. Verbinding 2 zal uit minimaal 4 lijnen van 200 MW of 3 lijnen van 400 MW en verbinding 3 uit 3 lijnen van 200 MW of 2 lijnen van 400 MW moeten bestaan.

## 6.2 Conclusie N-1

De verschillen in belasting van de lijnen die door de liberalisering ontstaan zijn groot. De verbinding tussen de twee ringen die vroeger alleen in nood werd gebruikt, wordt na de liberalisering wel bijna continu belast, met een maximale belasting van 800 MW. Ook de belasting van de andere verbindingen in het model nemen sterk toe. Voor het handhaven van de betrouwbaarheid heeft dit grote gevolgen. Waar eerst het net eerst volledig N-1 veilig was, zal dit na de liberalisatie niet meer het geval zijn. Om het net na de liberalisatie wel weer volledig N-1 te maken zullen een groot aantal lijnen bijgebouwd moeten worden.

### 6.3 Kosten aanleg

In het model wordt voor het gemak aangenomen dat er alleen lijnen met een capaciteit van 200 MW of 400 MW aangelegd kunnen worden. De kosten hiervan staan weergegeven in tabel 4.

| MW    | Totale capaciteit (MW) | Restcapaciteit (MW) bij uitval 1 lijn | Kosten aanleg (k€/km) | Kosten per jaar per gebruiker (k€/km) |
|-------|------------------------|---------------------------------------|-----------------------|---------------------------------------|
| 1x200 | 200                    | 0                                     | 350                   | 5,83                                  |
| 2x200 | 400                    | 200                                   | 450                   | 7,50                                  |
| 3x200 | 600                    | 400                                   | 600                   | 10,00                                 |
| 4x200 | 800                    | 600                                   | 700                   | 11,67                                 |
| 5x200 | 1000                   | 800                                   | 800                   | 13,33                                 |
| 1x400 | 400                    | 0                                     | 500                   | 7,50                                  |
| 2x400 | 800                    | 400                                   | 650                   | 9,17                                  |
| 3x400 | 1200                   | 800                                   | 800                   | 11,67                                 |

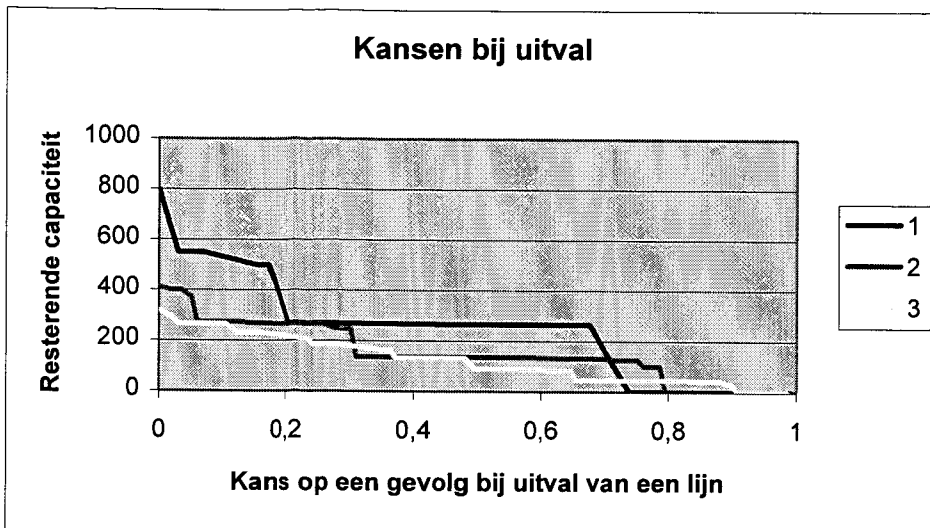
Tabel 4. Kosten aanleg lijnen.

De kosten van aanleg zijn geschat op basis van KEMA expertise<sup>2</sup>, de kosten per jaar per gebruiker zijn de kosten per van aanleg gedeeld door twintig (vuistregel) en gedeeld door zes (aantal gebruikers in het model). Met behulp van de tabel kan worden uitgerekend dat de nieuwbouwwaarde van het net van voor de liberalisering 136 miljoen euro bedraagt (340 km 2x200MW lijnen). De goedkoopste oplossing (zie paragraaf 6.1) om het net na de liberalisering N-1 veilig te houden kost 171 miljoen euro. Een extra investering van 35 miljoen euro in de huidige infrastructuur is dus noodzakelijk. Deze 35 miljoen euro komt overeen met ruim 25% nieuwbouwwaarde van het huidige net in het model.

### 6.4 Risicoanalyse

Bij het handhaven van het N-1 criterium wordt alleen gekeken wat de maximale belasting van de lijnen is. Er wordt niet gekeken hoe groot de kans is dat deze belasting ook daadwerkelijk zal voorkomen. Als deze kansen wel in ogenschouw worden genomen zal het mogelijk zijn om een meer optimale situatie te vinden tussen de kosten van uitval en de kosten van extra aanleg. Om dit optimum te vinden wordt een risicoanalyse voor de uitval uitgevoerd. Het risico dat een klant loopt bij enkelvoudige storingen is afhankelijk van de restcapaciteit van de verbinding. De restcapaciteit van een verbinding is de capaciteit van de verbinding minus de capaciteit van één lijn. Als een verbinding dus maar uit één lijn bestaat is de restcapaciteit 0. Bij N-1 is de restcapaciteit altijd nog hoger dan de maximale belasting. In figuur 16 staat uitgezet hoe groot de kans is dat er een gevolg optreedt bij een bepaalde restcapaciteit. De kans bestaat dat er een lijn uitvalt, maar dat de belasting kleiner is dan de restcapaciteit van de overgebleven lijn(en). De kans op een gevolg is dan 0 en het bijbehorende risico dus ook. De kans op uitval is de kans dat een storing optreedt maal de kans dat deze storing een gevolg heeft.

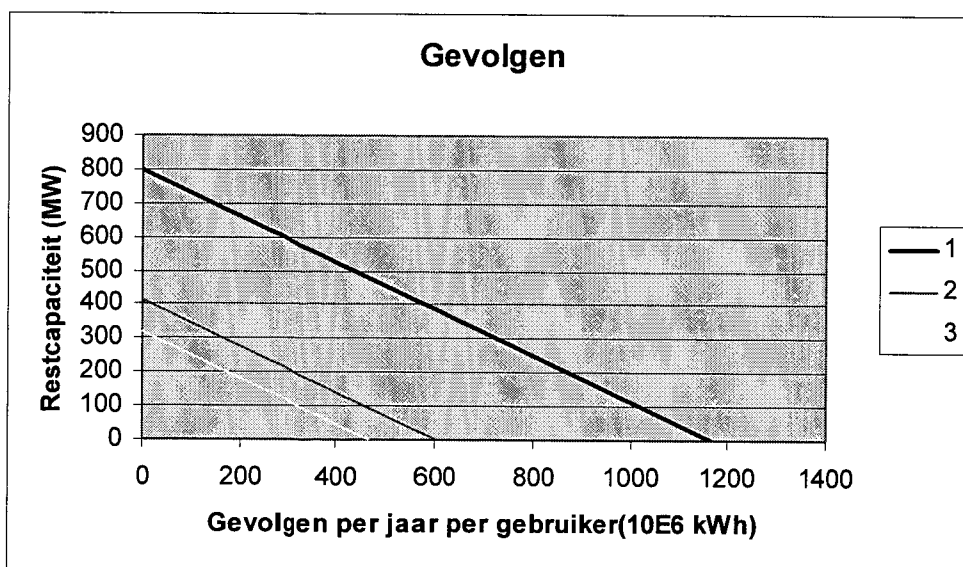
<sup>2</sup> Gesprek met Kees-Jan van Oeveren KEMA TDC op 27-10-2003.



**Figuur 16. Kansen bij uitval.**

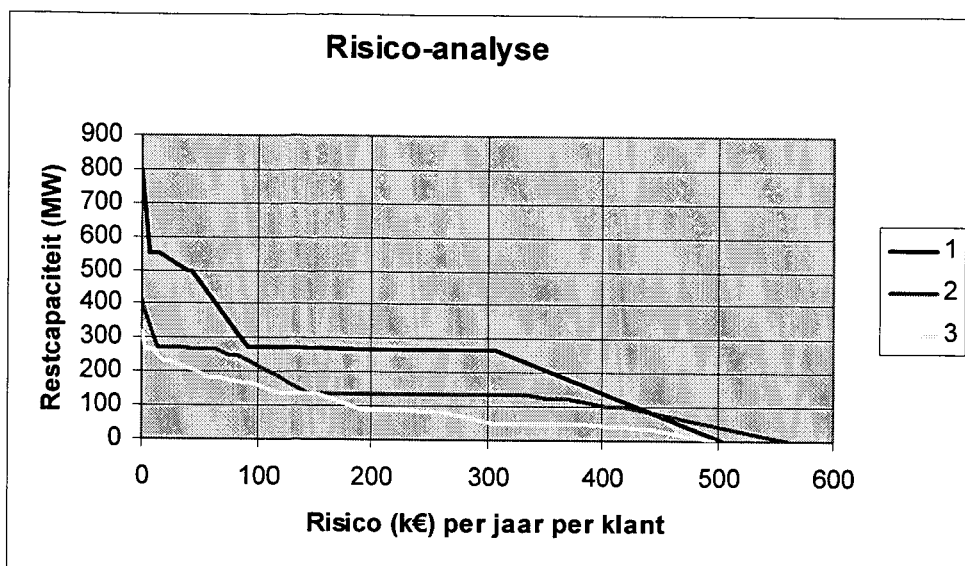
In figuur 16 is dus voor iedere type verbinding te zien wat de kansen op een gevolg (een onderbreking) zijn als er één lijn uitvalt. Als de restcapaciteit van de verbinding hoger is dan de maximale belasting (N-1) dan zal de kans op een gevolg 0 zijn, is de restcapaciteit 0 MW dan zal er bij uitval van één lijn op het moment dat de verbinding belast zou worden, een storing optreden.

Een risico wordt gedefinieerd als de kans maal het gevolg. In figuur 17 staan de gevolgen van de uitval van een lijn weergegeven. Het gevolg van de uitval van een lijn is het niet kunnen leveren van het te transporteren vermogen minus de restcapaciteit van de verbinding. De kans is de kans op uitval van een lijn maal de kans dat dit gevolg zal hebben.



**Figuur 17. Gevolgen.**

Als de kans op gevolg wordt vermenigvuldigd met het gevolg wordt dus het risico verkregen (figuur 18).



**Figuur 18. Risikoanalyse.**

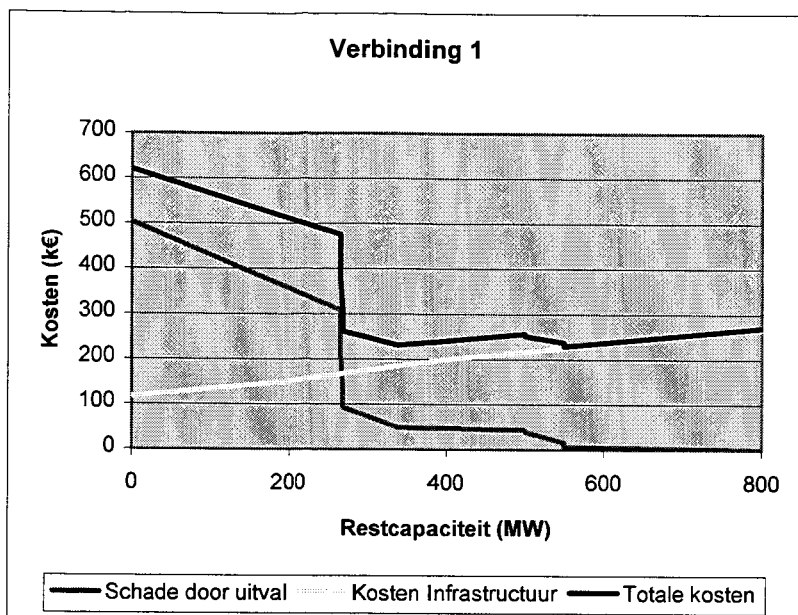
Bij deze risicoanalyse wordt er wel altijd vanuit gegaan dat de capaciteit van de verbinding als er geen storingen optreden, voldoende is om de transporten te verwerken (N-0). Dit wordt gedaan omdat als een verbinding zelfs niet N-0 veilig is de kosten door uitval ondanks het feit dat bepaalde maximum transporten maar sporadisch voorkomen toch zeer groot zullen zijn. De capaciteit van een verbinding zal dus altijd minimaal gelijk zijn aan het maximaal verwachte transport over de verbinding.

## 6.5 Conclusie Risikoanalyse

In de risicoanalyse worden de risico's per verbinding bij een bepaalde restcapaciteit bepaald. Hierbij wordt er vanuit gegaan dat de capaciteit van de verbinding minimaal gelijk is aan het maximum transport. In figuur 18 is te zien dat bij een lagere restcapaciteit het risico per gebruiker groter is dan bij een hogere restcapaciteit. Als de restcapaciteit even groot is als de maximale belasting (N-1) dan is het risico nul. Duidelijk is ook te zien dat het risico bij verbinding 1 gemiddeld groter is dan bij verbinding 2 en 3. Dit komt doordat de gevolgen van uitval veel groter zijn.

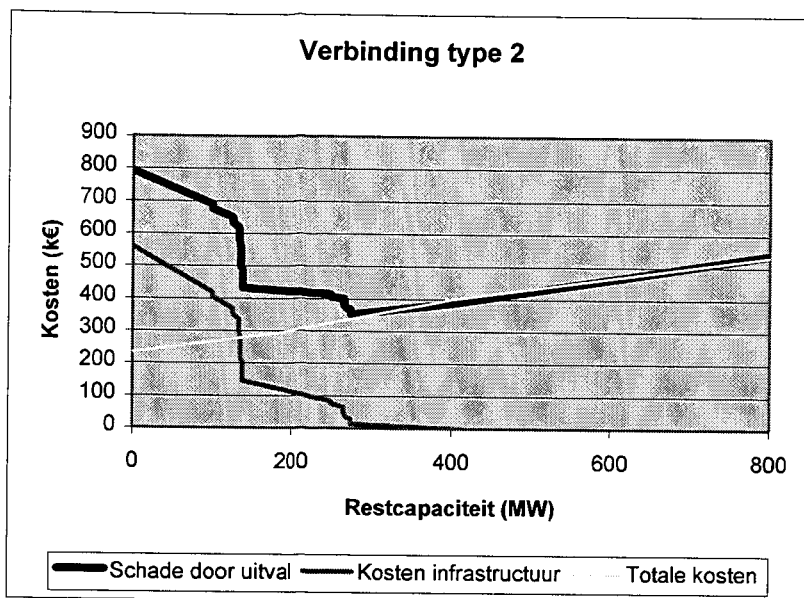
## 6.6 Economisch Optimum

Het economisch optimum is nu te bepalen door het risico per gebruiker en de kosten van aanleg bij elkaar op te tellen. Het economische optimum is het punt waar de totale kosten het laagst zijn. Om dit te kunnen doen is het risico per gebruiker omgerekend van kWh/jaar naar euro/jaar. De waarde van een kWh is hierbij 8€. De kostenfuncties per verbinding is afgeleid uit tabel 4. De kostenfunctie voor verbinding 1 loopt steiler dan die van verbinding 2 en 3 omdat de verbinding 1 veel korter is waardoor er minder investeringen nodig zijn om de verbinding een grotere capaciteit te geven.



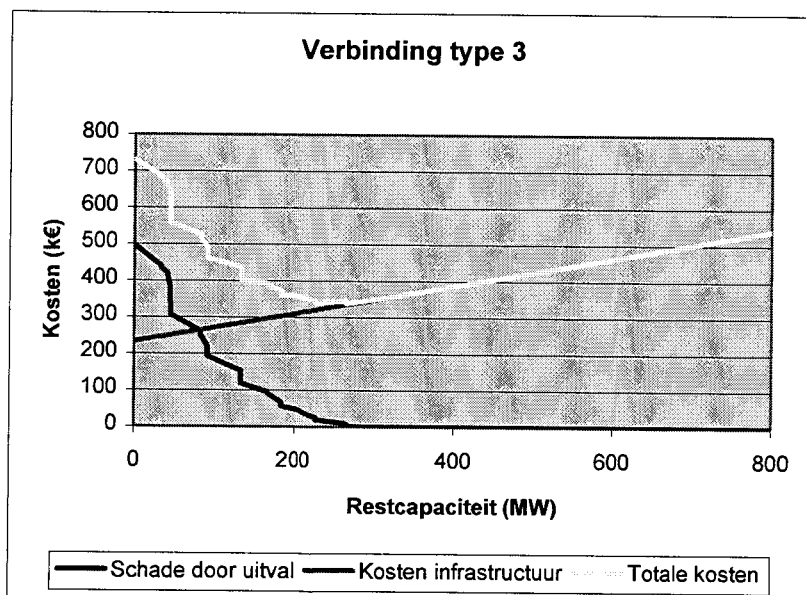
**Figuur 19. Economisch optimum 1.**

In figuur 19 is te zien dat de totale kosten minimaal zijn bij een restcapaciteit van ongeveer 340 MW. Omdat er gekozen is om alleen maar lijnen van 200 en 400 MW aan te leggen, zal de restcapaciteit een veelvoud van 200 MW moeten zijn. Hierdoor zal er voor een restcapaciteit van 400 MW gekozen worden. De totale kosten bij een restcapaciteit van 400 MW zijn net iets lager dan de kosten bij 600 MW. Bij de aanleg van 3x200 MW zal er echter maar een maximum capaciteit van 600 MW beschikbaar zijn. Dit terwijl het maximale transport 800 MW is (dus niet N-0). Hierdoor zullen er ook zonder uitval van lijnen al storingen optreden waardoor het risico enorm toeneemt. De meest optimale verbinding zal dus bestaan uit een verbinding die het maximum van 800 MW aan kan en een restcapaciteit groter dan 340 MW heeft. Deze verbinding in het model zal dan bestaan uit 2 lijnen van ieder 400 MW (4x200 MW kan ook maar is duurder).



**Figuur 20. Economisch optimum 2.**

In figuur 20 is te zien dat de totale kosten het laagste zijn bij een restcapaciteit van 275 MW. In verband met de lijnen van 200 MW en 400 MW zal de restcapaciteit 400 MW moeten bedragen. Het maximum transport over de verbinding bedraagt 412 MW. Deze verbindingen zullen dus uit drie lijnen van 200 MW moeten bestaan.



**Figuur 21. Economisch optimum 3.**

De laagste totale kosten in figuur 21 treden op bij een restcapaciteit van 250 MW en het maximale transport is 320 MW. Aangezien we alleen uitgaan van lijnen van 200 MW of 400 MW is de beste oplossing een verbinding van 2x200 MW lijnen.

Het model zal dus economisch het efficiëntst werken als verbinding 1 bestaat uit 2 lijnen van 400 MW, verbinding 2 uit 3 lijnen van 200 MW en verbinding 3 uit 2 lijnen van 200 MW. Als de infrastructuur op deze manier zou worden aangelegd dan zijn de totale kosten 153 miljoen euro. Dit is 12% (17 miljoen euro) meer dan de totale

aanlegkosten van het netwerk van voor de liberalisering, maar zal 18 miljoen minder kosten dan het aanleggen van een N-1 veilige netwerk.

## 6.7 RAILSISTEMEN

De railsystemen in het model zorgen ook voor een bepaalde uitval. Aangenomen wordt dat aan de railsystemen niks verandert kan worden. Deze railsystemen staan model voor alle componenten die niet N-1 uitgevoerd kunnen worden. De uitval van de railsystemen wordt berekenend door de gemiddelde belasting van een rail te vermenigvuldigen met de gemiddelde storingstijd per jaar (5 minuten). Het resultaat hiervan is de gemiddelde uitval per rail. Als dit resultaat wordt omgerekend naar de uitval per gebruiker per jaar dan wordt er een waarde van 48,8 MWh gevonden.

## 6.8 Totale Kosten

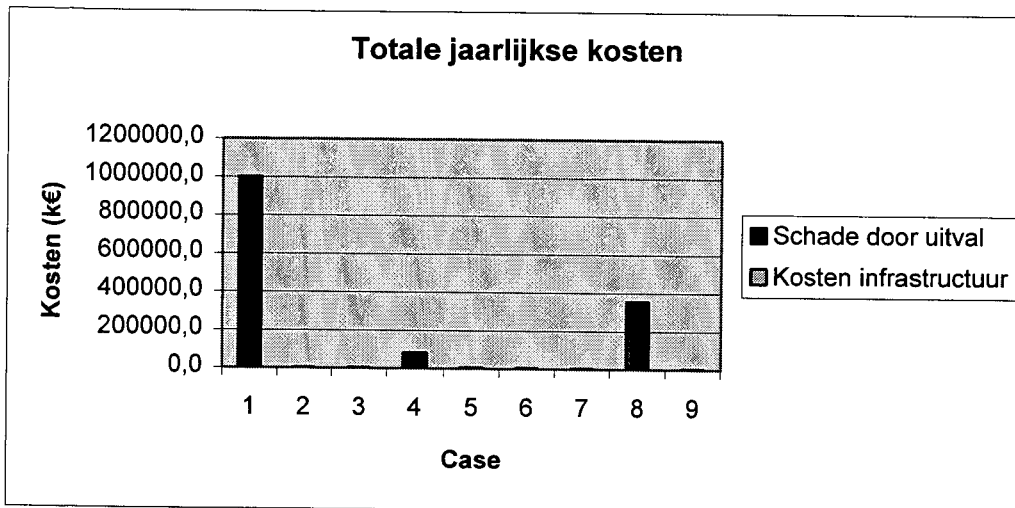
De jaarlijkse kosten door uitval kunnen nu bepaald worden door de kosten door uitval van iedere verbinding en de uitval door de railsystemen bij elkaar op te tellen. De kosten door uitval voor verbinding 1 bedragen ongeveer 70 duizend euro. Bij verbinding 2 zijn deze kosten te verwaarlozen en bij verbinding 3 worden de kosten geschat op 45 duizend euro. Door de uitval van de railsystemen ontstaat een kostenpost van 390 duizend euro per jaar. Totaal aan schade door uitval levert dit een bedrag op van 640 duizend euro per jaar per gebruiker (80 MWh). Dit is te berekenen door de schade die ontstaat door de uitval van de railsystemen op te tellen bij vier keer de schade door verbindingsoort 3, vier maal de schade door verbindingsoort 2 en 1 maal de schade door verbinding 1.

## 6.9 DIGSilent

Om te controleren of de configuratie van de lijnen zoals in de vorige paragraaf gevonden is ook daadwerkelijk de meest ideale is, zijn er betrouwbaarheidssimulaties uitgevoerd met nog een aantal andere configuraties. Bij elk van deze configuraties is van een volledig vrije markt uitgegaan. Dit wil zeggen dat er alleen naar situaties wordt gekeken waarbij er geen transportbeperkingen worden toegepast. Hierbij is naar 9 cases gekeken.

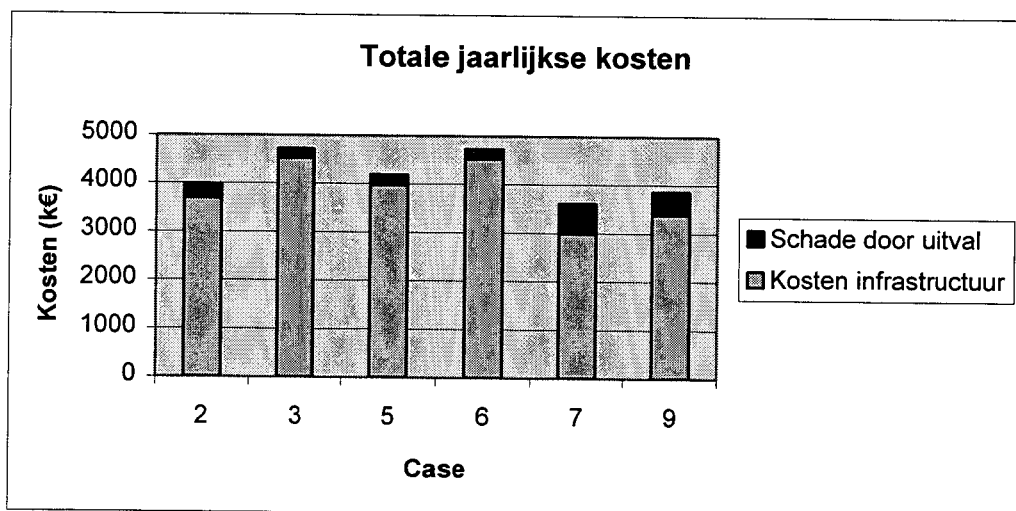
| Case | Verbinding type 1 | Verbinding type 2 | Verbinding type 3 | Kosten Infrastructuur (k€/jaar) | Schade door uitval (k€/jaar) |
|------|-------------------|-------------------|-------------------|---------------------------------|------------------------------|
| 1    | 2x200 MW          | 2x200 MW          | 2x200 MW          | 2550,0                          | 998332,8                     |
| 2    | 2x400 MW          | 2x400 MW          | 2x400 MW          | 3116,7                          | 302,5                        |
| 3    | 3x400 MW          | 3x400 MW          | 3x400 MW          | 3966,7                          | 196,6                        |
| 4    | 3x200 MW          | 3x200 MW          | 3x200 MW          | 3400,0                          | 78314,6                      |
| 5    | 4x200 MW          | 4x200 MW          | 4x200 MW          | 3966,7                          | 223,8                        |
| 6    | 5x200 MW          | 5x200 MW          | 5x200MW           | 4533,3                          | 202,0                        |
| 7    | 2x400 MW          | 2x200 MW          | 2x200 MW          | 2983,3                          | 627,9                        |
| 8    | 2x400 MW          | 3x200 MW          | 2x200 MW          | 2583,3                          | 353739,5                     |
| 9    | 2x400 MW          | 3x200 MW          | 3x200 MW          | 3383,3                          | 471,7                        |

Tabel 5. De verschillende cases.



Figuur 22. Totale kosten voor de verschillende cases.

In de figuur zijn alleen case 1,4 en 8 te zien. Dit komt omdat bij deze cases de kosten door stroomuitval extreem hoog zijn. Hier is de capaciteit van de verbindingen zonder dat er uitval optreedt al onvoldoende (niet N-0). Door case 1,4 en 8 weg te laten is een beter beeld te krijgen.



Figuur 23. Totale kosten voor case 2,3,5,6,7 en 9.

Case 3 en 6 zijn de cases waar het model na de liberalisering nog N-1 veilig is. Case 7 is de case zoals die voorspeld is door de risicoanalyse. Deze case is financieel-economisch inderdaad de beste oplossing. Wat opvalt is dat de schade door uitval wel met ongeveer een factor 2 toeneemt ten opzichte van case 2. Van de zes cases is case 7 de meest onbetrouwbare; bij deze case is de leveringszekerheid het laagste. De kostenbesparing bij de infrastructuur is echter zodanig dat de totale kosten lager blijven. De uitval bij deze case is ongeveer 78.5 MWh per jaar per klant (625 duizend euro). Dit komt overeen met een uitval van 15,25 minuten en een leveringszekerheid van 99,9971%.



## 6.10 Verschil methodiek en DIgSILENT

Om te controleren of de gebruikte methodiek klopt, wordt case 7 doorgerekend met DIgSILENT. Als er alleen rekening wordt gehouden met de uitval van de lijnen dan vindt DIgSILENT een uitval van 6,03 minuten en 30,3 MWh. De simulatie waarbij alleen aan de railsystemen een faalfrequentie wordt toegekend wordt een uitval gevonden van 9,21 minuten en 48,1 MWh. Ter controle wordt ook de situatie waarbij zowel de rail als de lijnen kunnen uitvallen berekend ;15,25 minuten en 78,5 MWh. Het geringe verschil hiertussen is te verklaren doordat DIgSILENT in alle gevallen alleen met enkelvoudige en tweevoudige storingen rekent. Hierdoor zal in de simulatie met zowel de uitval van de lijnen als de railsystemen niet alleen gerekend worden met enkelvoudige lijnstoringen, enkelvoudige railstoringen, tweevoudige lijnstoringen en tweevoudige railstoringen, maar ook met de combinatie van een enkelvoudige railstoringen en een enkelvoudige lijnstoring.

Als de waarden die door DIgSILENT vergeleken worden met de waarden uit de methodiek dan is er slechts een klein verschil (1,5 MW en 11 seconden). Dit komt waarschijnlijk doordat de centrales in DIgSILENT oneindig snel kunnen bijregelen tot hun maximum (600 MW). In het model gebeurt dit niet. Op het moment dat bijvoorbeeld een rail waar een centrale en een belasting aan vast zitten uitvalt zal in de methodiek alle door de centrale geproduceerd vermogen niet geleverd kunnen worden terwijl bij DIgSILENT alleen het vermogen niet aan de belasting aan de rail geleverd kan worden. De overige belastingen kunnen wel voorzien worden van elektriciteit omdat de overgebleven centrales meer gaan produceren om het verlies van de ene centrale op te vangen. De werkelijke situatie is dat de overgebleven centrales wel meer kunnen gaan produceren, maar dat dit niet oneindig snel kan gebeuren. De werkelijkheid zal dus ergens in het midden liggen.

## 6.11 Omslagpunt

Het omslagpunt waar een verdere besparing op de infrastructuur de kosten extreem doet toenemen, is zeer gevoelig. Als case 7 met case 8 vergeleken wordt is er te zien dat een besparing van 16% op de infrastructuur een toename van 50.000% bij de schade door uitval te weeg brengt. Bij het kiezen van de economisch meest efficiënte oplossing zal dus veel aandacht aan de toename van het transport besteed moeten worden. Anders zal de op korte termijn economisch beste optie op lange termijn een zeer oneconomische optie blijken te zijn.

## 6.12 Conclusie

In het model wordt het economische optimum bereikt als verbinding 1 2x400MW is, verbindingen 2 2x200MW zijn en verbinding 3 2x200MW zijn. De uitval is dan ongeveer 15 minuten per jaar en het niet-geleverde vermogen 80 MWh. Dit komt overeen met ongeveer 640 duizend euro per jaar. De leveringszekerheid is dan 99,9971% van het gevraagde vermogen per jaar. In vergelijking met de situatie van voor de liberalisering is dit een extra uitval van 0,0017% (ongeveer 9 minuten).

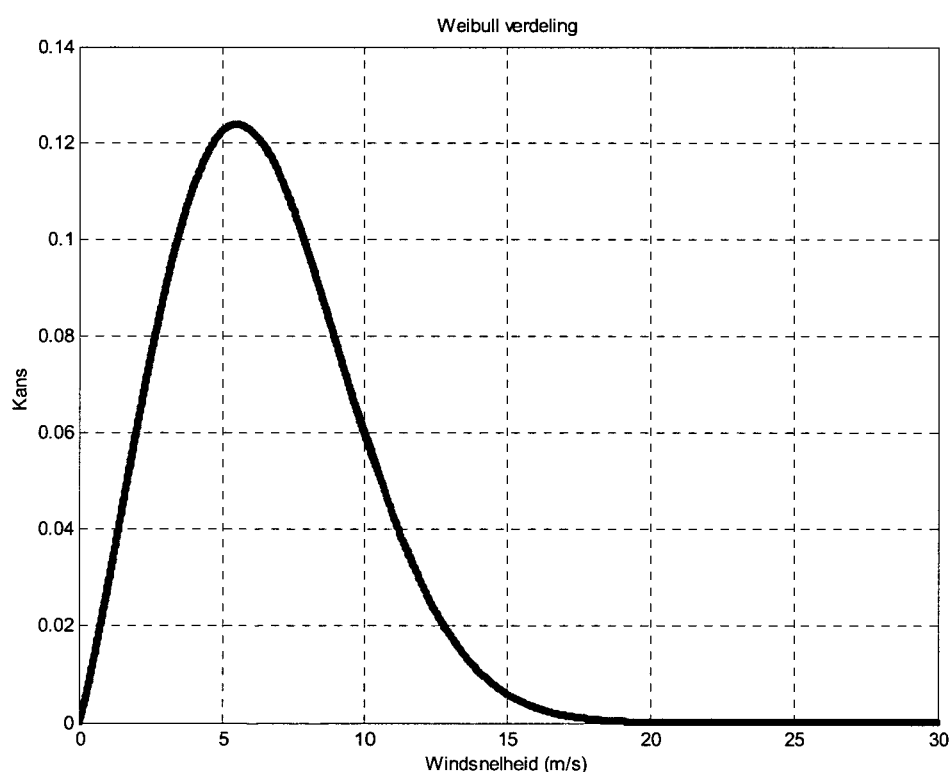
Als in plaats van de risicoanalyse (case 7) de N-1 regel (case 3 en 6) wordt toegepast dan blijft de leveringszekerheid gelijk aan deze van voor de liberalisering. Wel moet er dan ten opzichte van de risicoanalyse ongeveer 2x zoveel geld in de infrastructuur worden geïnvesteerd.

## 7 Duurzame energievoorziening

Om de invloed van de bijdrage van decentraal vermogen op de leveringszekerheid te bepalen, wordt er decentraal vermogen in het model opgenomen. Het decentraal vermogen wordt opgesteld in de vorm van windturbines. In het model zal gekeken worden hoe de betrouwbaarheid door het inpassen van windturbines verandert.

### 7.1 Model met windturbines

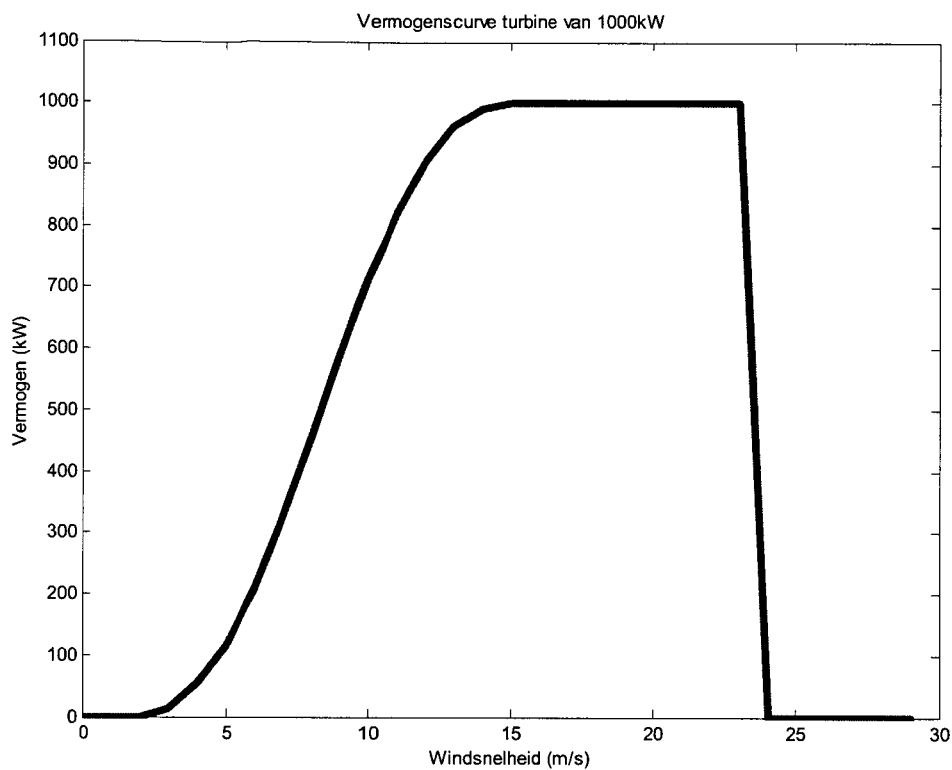
In het model worden nu een aantal windparken geplaatst. Om het model zo simpel mogelijk te houden wordt er eerst bij iedere belasting een windpark met honderd 1 MW windturbines geplaatst. In het totaal komen er dus 6 windparken met een totaal maximaal vermogen van 600MW. Dit vermogen zal maar in een beperkt deel van de tijd geleverd worden. Om de werkelijke output van de windturbines te simuleren wordt eerst een aanname gedaan over de verdeling van de windsnelheid. Er wordt aangenomen dat de windsnelheid zich verdeelt volgens een Weibull verdeling (figuur 24) met een vormparameter van 2,18 en een schaalparameter van  $7,35^3$ . Deze verdeling komt overeen met werkelijk gemeten waarden op Schiphol op een hoogte van 50 meter.



Figuur 24. Weibull-verdeling windsnelheid op Schiphol (50m).

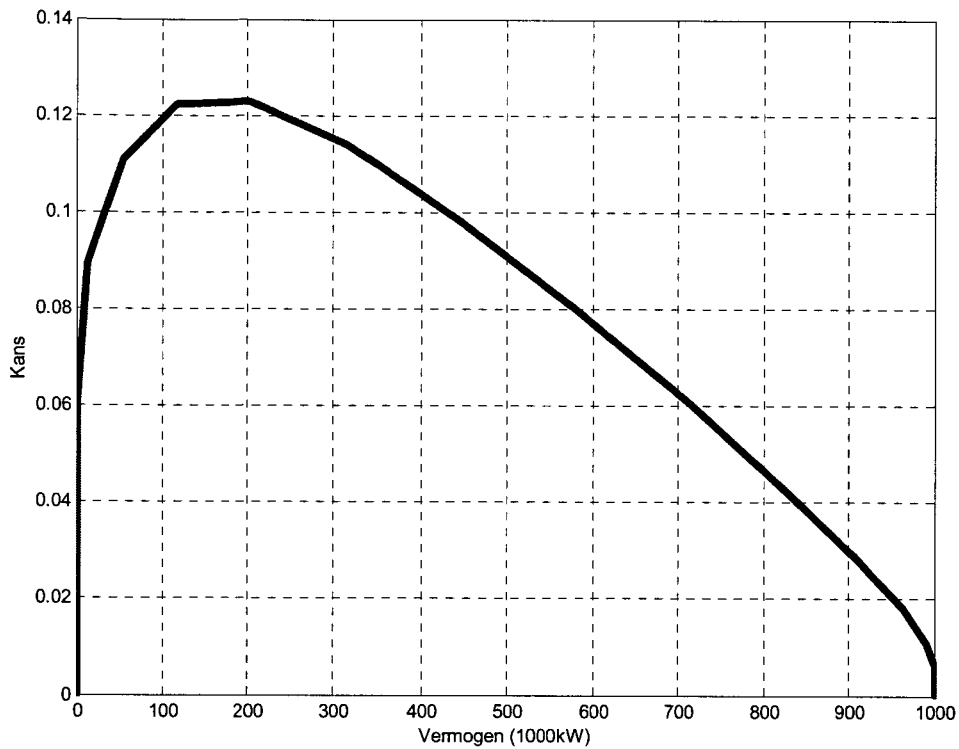
<sup>3</sup> [www.windpower.org](http://www.windpower.org)

Bij elke windsnelheid zal de windturbine een bepaald vermogen opwekken. In figuur 25 is deze vermogenscurve te zien.



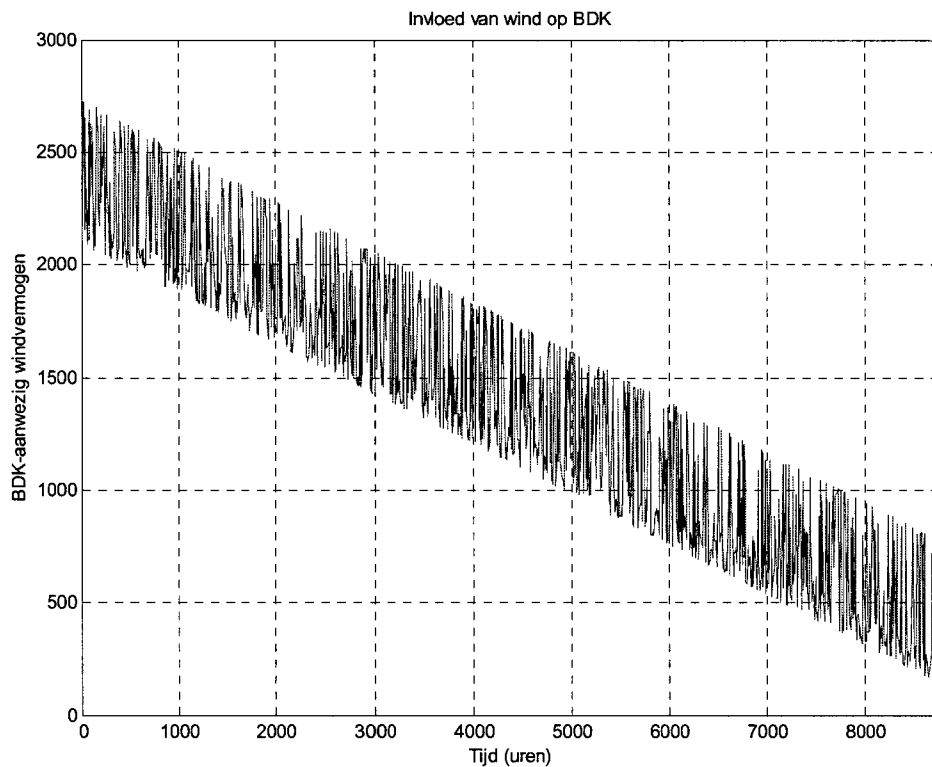
**Figuur 25. Vermogenscurve van 1 MW windturbine.**

Aan de hand van de Weibull verdeling van de windsnelheid en de vermogenscurve van een windturbine kan er een verdeling van het geleverde vermogen gemaakt worden (figuur 26).



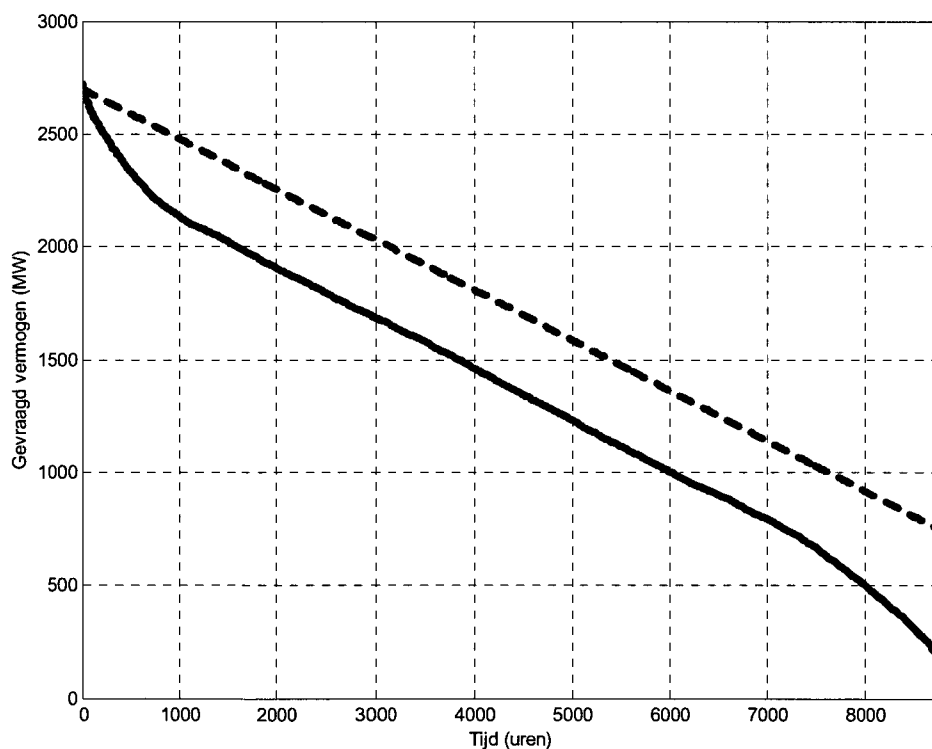
**Figuur 26. Verdeling geleverd vermogen.**

Door de verdeling van het geleverde vermogen te vermenigvuldigen met het aantal windturbines wordt de output-duur-kromme bepaald. Omdat alleen de verdeling van de windsnelheid bekend is en er geen voorspelling is over wanneer precies het hoe hard waait, wordt de output-duur-kromme van de windturbine in zeer kleine intervallen verdeeld en random afgetrokken van de belasting-duur-kromme. Het resultaat hiervan is te zien in figuur 27.



**Figuur 27. Invloed van de wind op de BDK.**

Door nu de data van figuur 27 opnieuw te ordenen wordt een nieuwe BDK gemaakt (zie figuur 28).



**Figuur 28. BDK met wind (rechte lijn) en zonder wind (gestippelde lijn).**

Het maximum van de BDK met wind blijft op hetzelfde niveau als de BDK zonder wind. Dit komt door de situatie dat de vraag maximaal is en het niet waait. Het minimum is een stuk lager (600 MW lager). Dit komt door de situatie waar de vraag laag is en de windsnelheid precies goed is voor het maximale vermogen van de windturbines.

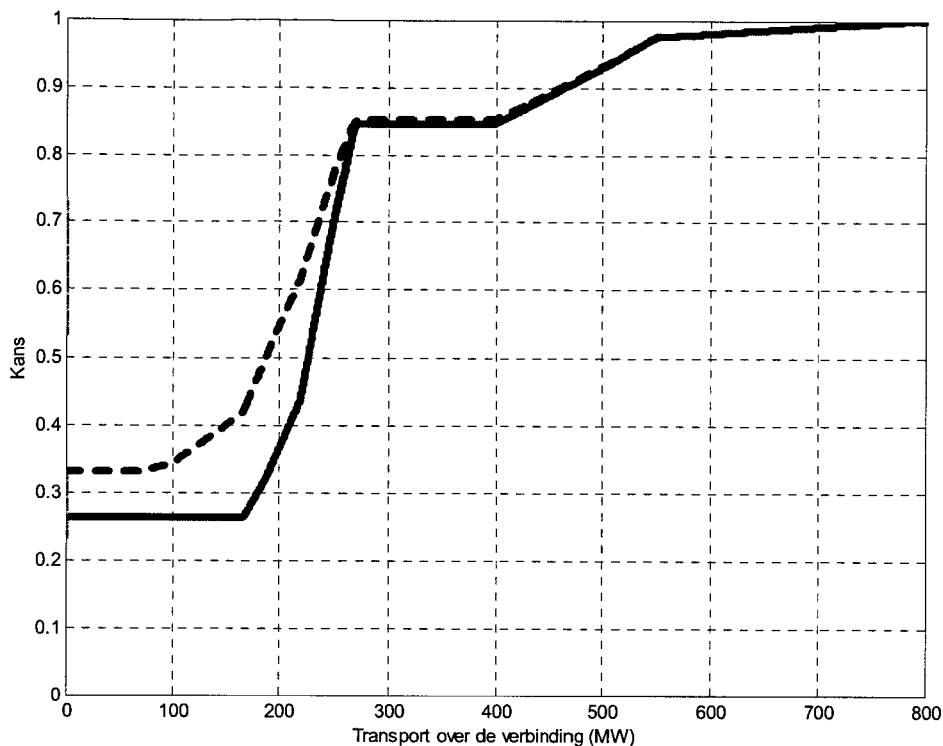
## **7.2 Invloed van windturbines**

Na het bekijken van de invloed van windturbines op de belasting-duur-kromme kunnen de gevolgen voor de transporten en de betrouwbaarheid worden bepaald. Om dit te kunnen doen zal er onderscheid tussen verschillende situaties gemaakt moeten worden. Dit onderscheid heeft betrekking op de locatie van de windturbines. Deze kunnen in één groot windpark of verspreid over het model worden geplaatst. En als de windturbines in een groot park worden geplaatst dan speelt de locatie van dit park een rol. Onderscheid wordt hierbij gemaakt tussen economisch dure en goedkope gebieden. Met een economisch duur gebied wordt een gebied bedoeld waar het opwekken van elektriciteit relatief duur is, een economisch goedkoop gebied is een gebied waar het opwekken van elektriciteit relatief goedkoop is. Om deze effecten te kunnen bepalen zijn er vier opties uitgevoerd:

1. Turbines verspreid over de zes belastingen met economische verschillen
2. Turbines verspreid over de zes belastingen zonder economische verschillen
3. Een groot windpark met economische verschillen
4. Een groot windpark zonder economisch verschillen

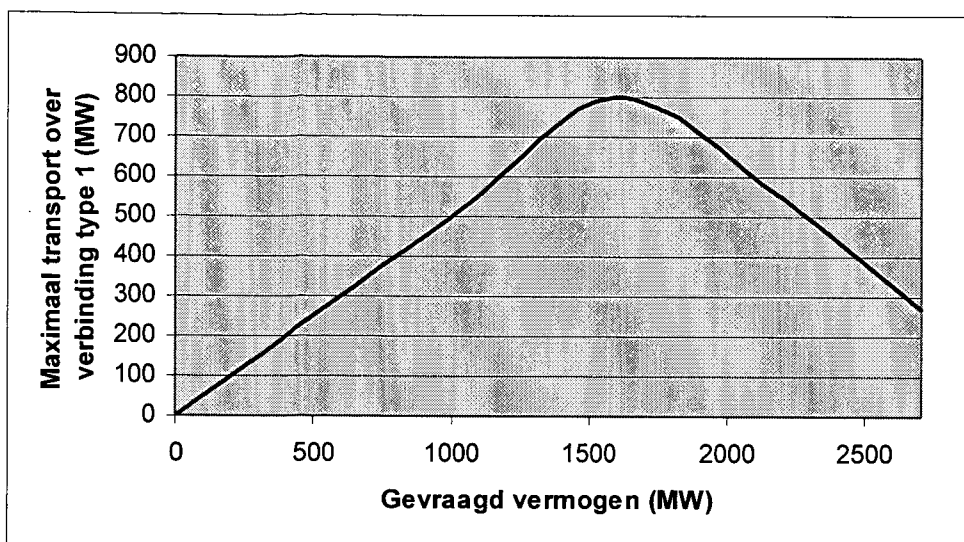
*Turbines verspreid geplaatst zonder economische verschillen*

Als met de BDK van wind een nieuwe kansverdeling van het transport over de lijnen gemaakt wordt dan geeft dit het resultaat zoals weergegeven in figuur 29.



**Figuur 29. Cumulatieve kans voor transport over verbinding type 1 met (doorgetrokken) en zonder wind (gestippeld).**

In figuur 29 is de doorgetrokken lijn de BDK zonder wind en de gestippelde lijn de BDK met wind. Opvallend is dat de twee lijnen in het bovenste deel van de grafiek identiek zijn. Het verspreid plaatsen van windturbines zorgt dus niet voor een vermindering van de maximale vermogenstransporten. Door de totale vraag in het model uit te zetten tegen het maximaal te verwachten transport ontstaat er een grafiek (figuur 30) waarin te zien is bij welke vraag het transport maximaal is. Opvallend hierbij is dat het transport over de verbinding het hoogste is bij een middelmatige vraag. Bij de maximale vraag (2700 MW) is er een transport over de verbinding van ongeveer 275 MW. Bij 700 MW (de minimale vraag) is het transport ongeveer 375 MW.

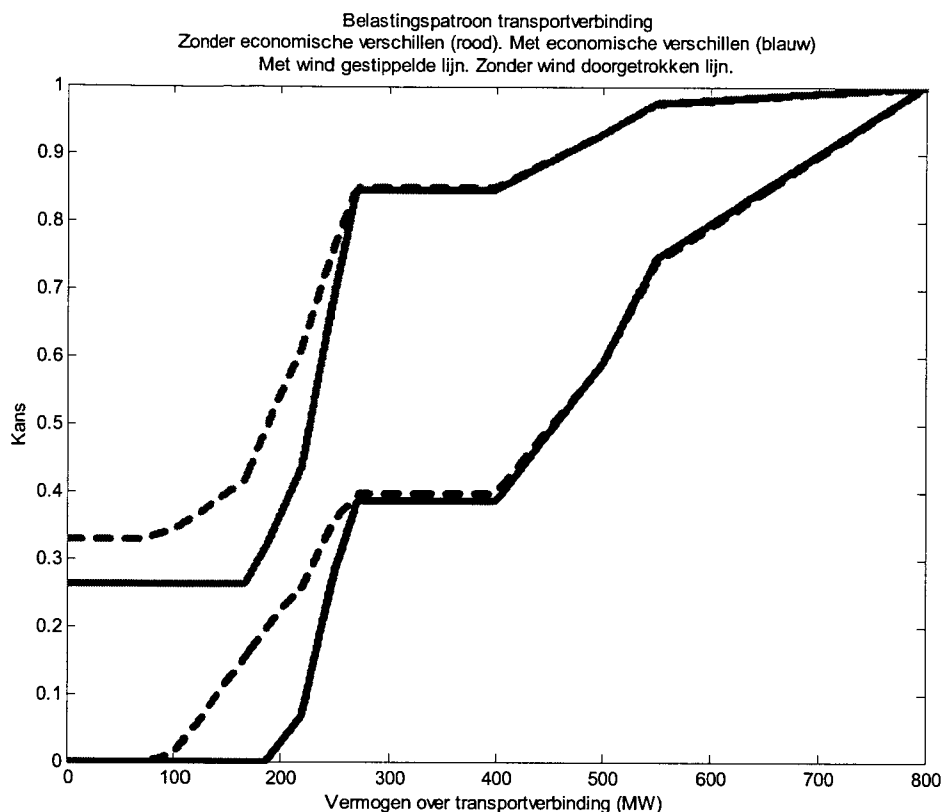


**Figuur 30. Maximaal transport over de verbinding.**

*Turbines verspreid geplaatst met economische verschillen*

In de vorige paragraaf is er vanuit gegaan dat alle centrales tegen dezelfde prijs de elektriciteit kunnen leveren. In deze paragraaf wordt de invloed van windenergie bepaald bij een situatie waar het opwekken van elektriciteit in een bepaald gebied goedkoper is dan in een ander gebied. In dit geval zal er zoveel mogelijk elektriciteit worden opgewekt in het goedkope gebied. In figuur 31 zijn de belastingspatronen met wind en zonder wind en met economische verschillen en zonder economische verschillen in één figuur afgebeeld.





**Figuur 31. Belastingspatronen (cumulatief).**

Waar er zonder economische verschillen een kans van ongeveer 27% is dat er geen transport plaatsvindt, vindt er in een situatie met economische verschillen altijd transport plaats en de kans op grote transporten wordt een stuk groter. Waar er zonder economische verschillen een kans is van ongeveer 85% op een transport kleiner dan 400 MW, is dit met economische verschillen nog maar een kans van 40%. De verspreid geplaatste windturbines dragen weinig bij tot de vermindering van de transporten. Het effect op de vermindering van de maximale transporten of de kans daarop is nul.

#### *Eén groot windpark zonder economische verschillen*

Als de windturbines in een groot windpark geplaatst worden in plaats van verspreid over het hele gebied bestaat er een kans op extra veel onbalans tussen de hoeveelheid opgewekte en gevraagde elektriciteit in de afzonderlijke ringen. Dit zou kunnen gebeuren als in het gebied waar het windpark staat veel centrales actief zijn, in het gebied zonder windturbines bijna geen centrales actief zijn en het windpark ook nog een aanzienlijke bijdrage levert. In deze situatie zal het transport maximaal de helft van het opgestelde windvermogen meer kunnen bedragen. Het maximale transport bedraagt dan de maximale onbalans zonder windturbines (800 MW) plus de helft van het opgesteld windvermogen (300 M) dus een totaal van 1100 MW.

#### *Eén groot windpark met economische verschillen*

In deze situatie zijn er twee mogelijkheden. Of het windpark is in het goedkope gebied geplaatst of in het dure.

Indien het windpark in het goedkope gebied wordt geplaatst dan zal het transport over de verbinding tussen de ringen alleen maar toenemen. De marginale kosten bij windturbines zijn (bijna) nul. Als het waait zal er dus zeer goedkope elektriciteit geproduceerd worden (de investering buiten beschouwing gelaten). Door het plaatsen van het windpark in het goedkope gebied zal de totale productiecapaciteit in dat gebied alleen maar toenemen en de vraag in het dure gebied zal zoveel mogelijk gedekt worden door elektriciteit uit het goedkope gebied. Dus bij het plaatsen van een windpark in het goedkope gebied zal de betrouwbaarheid alleen maar afnemen.

Als het windturbinepark in het dure gebied wordt geplaatst dan zal de betrouwbaarheid toenemen. Dit komt doordat de vraag en productiecapaciteit in het goedkope gebied gelijk blijft, maar de vraag van elektriciteit uit het goedkope gebied afneemt door de geleverde stroom van de windturbines. De maximale belasting zal hierdoor dus niet afnemen, maar de kans op deze maximale belasting wel.

### **7.3 Conclusie**

Bij het plaatsen van windparken dient men goed na te denken over de eventuele locaties. Het spreiden van windturbines over het gehele gebied heeft geen invloed op de betrouwbaarheid. Het plaatsen van een groot windpark heeft dit wel. Bij het plaatsen van een park in een relatief duur gebied qua productie zal de betrouwbaarheid toenemen en bij het plaatsen van een park in een goedkope gebied zal de betrouwbaarheid afnemen.

## 8 Resultaten

Om de energiebalans te kunnen handhaven, krijgt TenneT dagelijks een zogenaamd E-programma voor de volgende dag van al zijn klanten met programma-verantwoordelijkheid. Dat zijn de producenten, de distributiebedrijven, de handelaren en de vrije klanten, die ervoor kiezen om zelf hun programma-aansprakelijkheid te dragen. In het E-programma geeft een klant per uur aan hoeveel elektriciteit hij de volgende dag wil ontvangen en/of leveren, en wie de leveranciers en/of afnemers van die hoeveelheden zijn. Naast het E-programma wordt er een T-programma (transport-programma) opgesteld. Hierin geeft de klant per uur aan hoeveel elektriciteit hij de volgende dag wil ontvangen en/of leveren, maar dit keer uitgesplitst per aansluiting. De netbeheerders gebruiken deze T-programma's voor transport veiligheidsberekeningen en voor het bepalen van eventuele transportknelpunten.

Hoewel alle klanten via de beurs nog de dag van tevoren eventuele overschotten en tekorten kunnen wegwerken, zal er op de dag zelf toch vaak worden afgeweken van het opgegeven programma. Bijvoorbeeld omdat het weer plotseling slechter is dan verwacht, en er meer stroom nodig blijkt. Die extra behoefte kan opgevangen worden door extra productie, maar die moet natuurlijk wel betaald worden. Deze afwijkingen van het opgegeven programma, de zogenaamde onbalans, worden gezien als transacties met de Systeem Operator (SO). Wie meer afneemt dan zijn programma, betaalt voor de onbalans aan de SO. De SO rekent die onbalans vervolgens weer af met de producent. De SO zal de prijs voor onbalans zo vaststellen, dat het klanten aanmoedigt om zich aan hun programma te houden.

Voor de liberalisering werden de E- en T-programma's per regio opgemaakt. Tegenwoordig gebeurt dit op een hoger niveau. Lokaal zullen de E-programma's niet meer kloppen; er wordt in regio's niet meer evenveel geproduceerd als afgenomen. De overschotten en tekorten zullen tussen de regio's getransporteerd moeten worden. Hierdoor komt er meer druk te liggen op het T-programma.

Uit het model blijkt dat de onbalans tussen de opwekking van elektriciteit en vraag naar elektriciteit tussen de regio's maximaal zal zijn tijdens een gemiddelde elektriciteitsvraag. De betrouwbaarheid zal door het extra transport tussen de regio's dus minimaal zijn bij een gemiddelde vraag en niet bij een maximale vraag zoals vroeger het geval was.

### 8.1 Wetgeving

Uit voorafgaande blijkt dat de N-1 regel economisch gezien niet de meest optimale regel is om te dienen als wet in de nieuwe situatie. Deze wet die in de oude situatie als richtlijn gold, is toegepast op de nieuwe elektriciteitsmarkt en omgezet in een wet. Hierdoor zullen netbeheerders worden gedwongen economisch inefficiënte investeringen in hun net te doen. De consument zal hier uiteindelijk voor opdraaien. Het overgaan op een wetgeving op basis van een probabilistisch criterium ligt voor de hand omdat op deze manier getracht kan worden het optimum te vinden tussen investeringen in het net en kosten door uitval. De vraag is alleen welk probabilistisch criterium voor de wetgeving moet worden gebruikt, op welk niveau dat criterium moet worden gesteld en hoe dit niveau gehandhaafd zal moeten worden.

In het model wordt als optimum tussen de schade door uitval en de kosten van de infrastructuur, een leveringszekerheid van 99,9971% gevonden. Indien dit niveau in de Nederlandse elektriciteitssector zal worden ingevoerd betekent dat een uitval van ongeveer 15 minuten per jaar ten opzichte van de 6 minuten nu. Uit verder onderzoek zal moeten blijken of dit ook daadwerkelijk het optimum voor de gehele Nederlandse energiesector zal zijn. Ook zal per component de maximale faalfrequentie bepaald moeten worden om op een minimale totale leveringszekerheid van 99,9971% te komen. Per regio zal ook met de kans op transporttoename rekening gehouden moeten worden zodat de leveringszekerheid ook in de toekomst wordt gewaarborgd.

In de huidige regelgeving wordt de bijdrage van windturbines niet meegeteld voor de betrouwbaarheidsberekeningen. Dit kan ook niet omdat een net 100% N-1 moet zijn en het niet altijd waait. Uit de simulaties van het model met windturbines blijkt echter dat de windturbines wel degelijk invloed hebben op de betrouwbaarheid (positief of negatief). Hierdoor zal de berekende betrouwbaarheid van een net met windturbines nooit overeen komen met de werkelijke betrouwbaarheid. Door over te gaan op een wetgeving met probabilistische criteria kan de bijdrage van windturbines wel meegeteld worden.

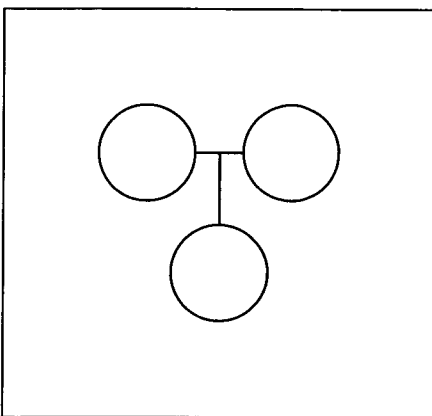
## 8.2 Kritische beschouwing

Enkele belangrijke aannamen uit het model zullen in dit hoofdstuk nogmaals kort besproken worden. Hierbij wordt met name gekeken of de aannames realistisch zijn. Als dit niet of in geringe mate het geval is, zal besproken worden wat de impact van een meer realistische aanname op het resultaat zou zijn. Na het bespreken van alle aannamen kan een uitspraak worden gedaan over de mate waarin de conclusies van het model op de Nederlandse situatie kan worden geprojecteerd.

### *Ringvorm*

Voor het model is een ringvorm gekozen omdat dit in Nederland een veel voorkomende vorm in het 150kV-net is. Als niet voor een ringvorm maar bijvoorbeeld voor een stervorm gekozen was, zou dit weinig invloed hebben op de resultaten van het model. Alleen voor de interne betrouwbaarheid van de ring/lijn zou dit invloed hebben. De verbinding tussen de twee delen blijft in beide gevallen nog steeds het meest belaste deel.

### *Twee ringen*



In het model is gekozen voor twee aan elkaar bevestigde ringen. Dit is de meest eenvoudige representatie van de werkelijkheid. Door het toevoegen van één of meer ringen zal de belasting op de verbinding alleen maar toenemen. Dit doordat er extremere situaties zich kunnen voordoen. In plaats van de 3-0 situatie bij twee ringen kan er dan bij drie ringen een 3-3-0 situatie ontstaan waarbij er ruim 1000 MW door een ring geïmporteerd moet worden.

**Figuur 32. Drie ringen.**

### *Identieke ringen*

Om makkelijk te kunnen rekenen met het model zijn de ringen identiek aan elkaar gekozen. Voor andere situaties waarbij dit niet het geval zal zijn maakt dit voor het model niet uit. De essentie van het model blijft dat het gaat om de onbalans in de afzonderlijke ringen en dus blijft de methodiek werken. Wel zullen de maximale transporten en de kans hierop afhankelijk zijn van de configuratie van de ringen.

### *Drie centrales/belastingen per ring*

Door het toevoegen van centrales en/of belastingen zal ook hier de essentie van het probleem hetzelfde blijven: de onbalans tussen de ringen. De hoeveelheid centrales/belastingen en de overcapaciteit van de centrales bepalen echter wel de mate waarin onbalans in de ringen kan optreden en dus ook de kans en de grootte van het transport over de verbinding.

### *Centrales /belastingen identiek*

Ook dit is gedaan om het rekenwerk te vereenvoudigen. Iedere combinatie van verschillende soorten centrales en belastingen is echter mogelijk. Dit zal echter wel invloed hebben op de mate waarin onbalans in de ringen kan optreden. Hoe groter de onbalans tussen productie en vraag in een ring is, hoe meer elektriciteit er getransporteerd zal moeten worden. Door in een ring grote belastingen en kleine centrales te plaatsen zal deze onbalans natuurlijk groter zijn dan in een ring met centrales en belastingen van dezelfde capaciteit.

### *BDK*

De voorspelde BDK is met een zekerheid van 100% aangenomen. In werkelijkheid zal de voorspelling altijd een aantal procenten naast de werkelijke waarden zitten waardoor de rest deze onzekerheid verder door zal werken in het model. Het voordeel is echter dat de problemen ontstaan bij een middelmatig elektriciteitsverbruik. Het voorspellen van de piek is dus niet zo essentieel.

### *Inzet werkende centrales*

In het model wordt de kans dat een centrale in werking is puur wiskundig bepaald waarbij de kansen tussen de centrales gelijk verdeeld zijn. In werkelijkheid zullen bepaalde centrales, meestal de goedkopere, meer kans hebben om te worden ingezet. Dit kan in het model makkelijk worden aangepast door de kansen die per centrale zijn toegekend in Matlab aan te passen. Voor de resultaten zal dit weinig uitmaken. De omvang van het transport blijft even groot, alleen de kans op een bepaalde omvang kan veranderen.

## **8.3 Resultaten Nederland**

Uit het onderzoek is gebleken dat door liberalisering het evenwicht tussen de infrastructuur, het vrije markt percentage en de betrouwbaarheid wordt verbroken. Er zal gezocht moeten worden naar een nieuw evenwicht. Indien het huidige N-1 storingscriterium behouden blijft zal het nieuwe evenwicht alleen kunnen ontstaan door zeer grote investeringen in de infrastructuur te doen. Om een economisch

efficiënt evenwicht te vinden zal er overgestapt kunnen worden op een wetgeving op basis van probabilistische criteria. Dit niet alleen om een meer optimale verhouding tussen kosten door uitval en investeringen in de infrastructuur te bepalen, maar ook om decentraal vermogen een rol te laten spelen in de in de wetgeving. Door deze rol zal decentraal vermogen en daarmee veel bronnen van duurzame energie een belangrijkere en grotere positie in de totale Nederlandse elektriciteitsvoorziening gaan spelen.

Uit het model blijkt verder dat het plaatsen van nieuwe centrales of windparken de betrouwbaarheid van de elektriciteitsvoorziening kan vergroten, maar ook kan verlagen. In de elektriciteitsvoorziening hangen infrastructuur en productie nauw samen. Knelpunten in de infrastructuur kunnen niet alleen opgelost worden door te investeren in de uitbreiding van het net, maar ook door de locatie van nieuwe productie-eenheden te sturen. In de geliberaliseerde markt mogen netbeheerders zich niet meer bemoeien met de productie; productie en netbeheer zijn ontkoppeld. De vrije toegang tot de netwerken heeft de besturing van gekoppelde netten moeilijker gemaakt. Opwekkers zijn in principe vrij zich op elk willekeurig punt aan het netwerk te koppelen, ook op plekken waar de transportcapaciteit van de lijnen niet toereikend zijn. Ook zijn producenten vrij om die centrales in te zetten die op dat moment het meest economisch stroom kunnen produceren en niet de centrales die het handhaven van de balans vereenvoudigen. Het netwerk moet zorgen voor de marktwerking en wordt geacht elke mogelijke combinatie van vraag en aanbod aan te kunnen. Door het ontbreken van coördinatie tussen infrastructuur en productie kunnen er, vanuit de optiek van het publieke belang, ongewenste investeringsbeslissingen worden genomen. Om dit te voorkomen zal er een overzicht moeten komen van de investeringsplannen op het gebied van productie en infrastructuur. Hieruit zal een beeld verkregen moeten worden van de ontwikkelingen op het gebied van infrastructuur, productie en import/export. Daarbij hoort het opstellen van normen voor betrouwbaarheid en het leggen van de verantwoordelijkheid van de betrouwbaarheid op korte en lange termijn bij een partij. Het bieden van overzichten, het opstellen van normen en het geven van de instrumenten om de verantwoordelijkheid op het gebied van betrouwbaarheid waar te kunnen maken zijn een verantwoordelijkheid van EZ.

Een mogelijke oplossing om grote transporten tegen te gaan is het veranderen van het transporttarief. In plaats van een algemeen tarief zal er een andere structuur voor het transporttarief moeten komen. Het transporttarief voor het elektriciteitsnet zou ervoor moeten zorgen dat er afstemming komt tussen de productie en belasting in de verschillende regio's. Met prikkels van de tariefstructuur kan productiecapaciteit daar worden geplaatst waar deze het meest bijdraagt aan het oplossen of voorkomen van knelpunten in het net. Deze tariefstructuur kan ook zorgen voor bevordering van lokale decentrale opwekkers

De afgelopen jaren is de hoeveelheid bulkpower over het hoogspanningsnet toegenomen van 'nul' in de jaren '80 naar ruim 18 000 GWh nu. Dat betekent niet alleen dat er meer stroom over het net getransporteerd wordt maar ook over langere afstanden. Daar komt nog bij dat de netbeheerders door de toezichthouder gehouden zijn aan economische efficiencyverbetering. Grote investeringen in hoogspanningslijnen en distributienetten liggen daarom niet voor de hand. Het is voor een netbeheerder namelijk lang niet altijd economisch haalbaar om de netcapaciteit uit te breiden door dikkere kabels of hoogspanningslijnen aan te leggen.

Nog afgezien van het ruimtegebrek ondergronds en de horizonvervuiling bovengronds. Daarom is het zaak de bestaande capaciteit beter te benutten. Dit kan echter niet binnen de huidige wetgeving.

Door de liberalisering en de toename van decentrale opwekkers neemt de complexiteit van het net toe. Lokale opwekking geeft tot op zekere hoogte meer flexibiliteit. Grotere complexiteit is beter lokaal te regelen en te voorspellen dan vanuit een centraal bedieningsstation. Decentrale opwekkers vlak bij de eindgebruiker verminderen bovendien de behoefte aan investeringen in transport- en distributienetten en beperken energieverliezen. Dit betekent wel dat het midden- en laagspanningsnet energiestromen in beide richtingen moet kunnen transporteren. Het is daarbij van belang het begrip en het beheer van de interactie tussen decentrale opwekking en het bestaande distributiesysteem te verbeteren alsmede een controlesysteem en voorspellingsmethode te ontwikkelen voor elektriciteitsnetten met decentrale en centrale opwekking.

Het is moeilijk te voorspellen of de effecten die in de studie voorkomen ook in Nederland een rol gaan spelen. Dit hangt erg van de configuratie van de netten en de plaatsing van de centrales af.

#### **8.4 Resultaten op Europees niveau**

Het Nederlandse elektriciteitsnet maakt deel uit van het Europese koppelnet. Vijf verbindingen zorgen voor de koppeling met het buitenland. De betrouwbaarheid van het Nederlandse net is daarom mede afhankelijk van de situatie in de rest van Europa. De toename van het transport tussen Nederland en België is door de liberalisatie sterk gestegen. Dit komt door het prijsverschil tussen de (gas)centrales in Nederland en de kolen- en kerncentrales in België en Frankrijk. Dit komt overeen met de resultaten van het model. Als er een 100% vrije Europese markt gecreëerd gaat worden zal de transportcapaciteit tussen Nederland en België flink moeten toenemen. Het plaatsen van extra centrales of een windpark in België zal de betrouwbaarheid van het Nederlandse net niet ten goede komen. Het plaatsen van deze centrales of windparken in Nederland wel.

De afsplitsing (unbundling) en regulering van transmissie en distributie zorgt er voor dat concurrerende markten ontstaan voor productie en levering en een natuurlijk monopolie wordt doorbroken. Toename van grensoverschrijdend energietransport via interconnectoren zou de voorheen nationale markten moeten verbinden en het ontstaan van een Europese markt moeten bevorderen. De situatie wordt gecompliceerder door het bestaan van restricties in de netten, met name waar het internationale verbindingen betreft. Deze verbindingen dienden aanvankelijk alleen voor ondersteuning in geval van calamiteiten. De capaciteit voor grensoverschrijdend transport tussen EU-landen is thans gemiddeld 9% van het verbruik, maar die van Nederland met het buitenland aanzienlijk groter (20%). Wanneer de elektriciteitsmarktprijzen tussen landen verschillen ontstaat in de markt vanzelf vraag naar uitwisseling van stroom tussen deze landen. Zo is Nederland sinds de liberalisering tweemaal zoveel stroom uit het buitenland gaan importeren als daarvoor. Toch vormen de internationale verbindingen belangrijke restricties en grenzen daarmee nationale markten af. Internationale transportnetten verbinden dus de nationale markten wel, maar zullen alleen bij zeer aanzienlijke capaciteitsuitbreiding leiden tot een compleet open markt.

De Nederlandse markt wordt gedomineerd door gasgestookte centrales en heeft relatief weinig centrales met lage variabele kosten (zoals kolen en kernenergie). Ongeveer een kwart van het vermogen in Nederland bestaat uit decentrale productiecapaciteit (veelal warmtekracht), waarvan een belangrijk deel eigendom is van de energieverbruikende industrie. Mede als gevolg van stijgende gasprijzen leidde deze productiestructuur er na de liberalisering toe dat de import van goedkopere stroom via Duitsland en België tot maximale hoogte steeg (bijna 20%) met congesties bij de interconnectoren als gevolg.



## 9 Conclusies en aanbevelingen

In dit hoofdstuk zal het antwoord op de vragen uit de probleemstelling worden samengevat en zullen er aanbevelingen voor verder onderzoek worden gedaan. Belangrijk hierbij is dat er bij dit onderzoek wordt uitgegaan van twee extreme situaties. De situatie voor de liberalisering wordt beschouwd als een situatie waarbij alle ringen (regio's) volkomen afhankelijk van elkaar beschouwd worden. En de situatie na de liberalisatie is ook een situatie die in de praktijk nooit zal voorkomen. Hier wordt er uit gegaan van een volledig vrije markt waarbij geen enkele productiebeperkingen gelden en de netbeheerders op geen enkele manier invloed op de productie kunnen uitoefenen.

### 9.1 Conclusies

De eerste vraag was: *Is er een verschil in betrouwbaarheid tussen de situatie voor en na de volledige liberalisatie?*

Door de volledige liberalisering ontstaat er een toename van transport van elektriciteit. In het model is deze toename 100% (van 22 MW/km naar 44 MW/km). Hierdoor zal het evenwicht dat er voor de liberalisering heerste tussen het vrije markt percentage, infrastructuur en betrouwbaarheid worden doorbroken. Het vrije markt percentage wordt in dit verslag gedefinieerd als het percentage van het totaal aantal opweksituaties dat mogelijk is. Een vrije markt percentage van 100% komt hierbij overeen met de extreme situatie dat de markt volledig geliberaliseerd is.

Indien er niet op grote schaal in de infrastructuur wordt geïnvesteerd zal het N-1 criterium niet gehandhaafd kunnen worden en zal de betrouwbaarheid sterk afnemen. In het model neemt de leveringszekerheid ten gevolge van het hoogspanningsnet af van 99,9988% naar 95,3619%. Dit lijkt weinig maar in tijd komt dit overeen met een uitval van ongeveer 6 minuten ten gevolge van het hoogspanningsnet voor de liberalisering tot 400 uur na de volledige liberalisering.

Om het N-1 criterium bij deze toename van het transport wel te kunnen blijven handhaven, waardoor de betrouwbaarheid van het elektriciteitsnet op het zelfde peil blijft als voor de liberalisering zullen er grote investeringen in de infrastructuur moeten plaatsvinden. In het model zullen deze investeringen ruim 25% van de waarde van het netwerk van voor de liberalisering bedragen.

De tweede vraag luidde: *Welke veranderingen (investeringen, uitval per jaar etc) zullen er optreden als er van het deterministische criterium (N-1) wordt overgegaan op een regelgeving op basis van probabilistische criteria?*

Door gebruik te maken van een risicoanalyse om de economisch meest gunstige configuratie van lijnen te bepalen kan veel geld bespaard worden terwijl de betrouwbaarheid slechts licht daalt. In het model zal dan nog 12% van de waarde van het huidige netwerk extra geïnvesteerd te hoeven worden, een besparing van meer dan 100%. In dat geval zal de betrouwbaarheid van het hoogspanningsnet afnemen van 6

minuten naar 15 minuten. Dit zal echter alleen kunnen gebeuren indien de overstap op een regelgeving op basis van probabilistische criteria plaats vindt.

In hoeverre het evenwicht in het Nederlandse elektriciteitsnet wordt doorbroken en welke uitval of extra investeringen dit tot gevolg zal hebben is moeilijk te zeggen. De in dit onderzoek gevonden getallen gelden alleen voor het model en zijn berekend aan de hand van twee extreme situaties. In werkelijkheid zal de liberalisatie minder ver worden doorgevoerd en zullen er andere mogelijkheden om de leveringszekerheid te vergroten worden toegepast (b.v. transportbeperkingen). Ook zullen er regionaal veel verschillen zijn. Verder speelt de mate waarin de Europese markt volledig open zal gaan hierin een grote rol. Om kwantitatieve gegevens over de Nederlandse en Europese markt te vinden zal meer onderzoek gedaan moeten worden, wel kan uit dit onderzoek geconcludeerd worden dat voorzichtigheid geboden is en dat bepaalde transportbeperkingen vooralsnog gehandhaafd zullen moeten blijven.

Door de onbalans tussen productie en vraag in bepaalde regio's zal er meer transport tussen de regio's optreden. Dit transport zal het hoogste zijn bij een gemiddelde vraag. Bij het bepalen van de betrouwbaarheid zal voortaan dus rekening gehouden moeten worden met het feit dat waar vroeger de leveringszekerheid het laagste was bij een maximale vraag, de leveringszekerheid nu bij een middelmatig vraag het laagst zal zijn.

De derde en tevens laatste vraag was: *Wat kan de overstap naar een regelgeving op basis van probabilistische criteria betekenen voor de rol van de bijdrage van decentraal vermogen?*

Tenslotte blijkt dat decentrale opwekking een belangrijke rol kan spelen bij het bepalen van de betrouwbaarheid van de elektriciteitsvoorziening. Hierbij worden decentrale opwekkers gezien als fluctuerende bronnen en zijn in dit onderzoek windturbines als voorbeeld gebruikt. De rol die de windturbines spelen kan echter zowel positief als negatief uitpakken. Eventueel is aanvullende wetgeving of subsidie nodig om de plaatsing van windparken op gunstige plaatsen te stimuleren. In ieder geval is er echter een regelgeving op basis van probabilistische criteria nodig om de bijdrage van windturbines mee te kunnen laten tellen. Zonder deze meetelling zal de betrouwbaarheid van de elektriciteitsvoorziening in gebieden met veel windturbines te hoog dan wel te laag worden ingeschat.

## **9.2 Aanbevelingen**

De voornaamste aanbeveling die geldt indien er wordt overgaan tot een volledige liberalisatie, is bestemd voor het ministerie van Economische Zaken en betreft het veranderen van regelgeving op het gebied van de betrouwbaarheid van de elektriciteitstransporten, de N-1 regel. Deze deterministische N-1 regel zal kunnen worden omgezet in regel op basis van probabilistische criteria. Dit om een nieuw evenwicht tussen het vrije markt percentage, infrastructuur en betrouwbaarheid te creëren, waarbij de uitval en extra investeringen binnen de proporties blijven.

De resultaten en conclusies met betrekking tot het model zijn duidelijk. Of en in welke mate deze conclusies ook daadwerkelijk op het Nederlandse en Europese elektriciteitsnet kunnen worden geprojecteerd is echter nog onduidelijk. Om dit te

onderzoeken zal de ontwikkelde methodiek op delen van het Nederlandse en/of Europese net moeten worden toegepast.

Een indicator waaraan de toename van het transport en dus de zwaardere belasting van het net getoetst zou kunnen worden is het netverlies. Door te kijken in hoeverre het netverlies komende jaren toeneemt zal een inschatting van de transporttoename bepaald kunnen worden. Door in deze periode ook de betrouwbaarheid te meten, zal er een verband tussen de transporttoename en de betrouwbaarheid gevonden worden. En dit verband kan een indruk geven in hoeverre het Nederlandse net op het model lijkt.

Meer onderzoek is nodig naar de effecten van de verschuiving van de tijdstippen met de laagste leveringszekerheid. Dit zeker in combinatie met de laag- en middenspanning.

Tenslotte zal er meer onderzoek kunnen worden naar de mogelijkheden van een wetgeving die het mogelijk maakt om windparken/centrales in gunstige gebieden te stimuleren. Door de juiste incentives voor marktparticipanten zullen de investeringen in nieuwe productie-eenheden eerder op de goede plek plaatsvinden. Het plaatsen van productie-eenheden op deze plaatsen zorgt dan voor een verbetering van de betrouwbaarheid en voorkomt (overbodige) investeringen in het transportnet.

## Lijst met tabellen en figuren

|   |    |
|---|----|
| Tabel 1: Kengetallen voor betrouwbaarheid.....  | 12 |
| Tabel 2. Faalgegevens van componenten.....  | 13 |
| Tabel 3. Mogelijke opweksituaties model.....  | 30 |
| Tabel 4. Kosten aanleg lijnen.....  | 33 |
| Tabel 5. De verschillende cases.....  | 38 |
|   |    |
| Figuur 1. Model van het hoogspanningsnet.....   | 15 |
| Figuur 2. Methodiek om de belasting van de verbinding te bepalen.....   | 18 |
| Figuur 3. Belasting-duur-kromme.....  | 20 |
| Figuur 4. Aantal centrales in bedrijf voor en na de liberalisering.....   | 21 |
| Figuur 6. Transport over de verbinding bij de verschillende configuraties.....  | 23 |
| Figuur 7. Cumulatieve kans op voldoende capaciteit van de verbinding type 1.....  | 24 |
| Figuur 8. Loadflow berekening van het model in DIgSILENT.....   | 25 |
| Figuur 9. Betrouwbaarheidsberekening van het model in DIgSILENT.....  | 25 |
| Figuur 10. Mogelijke belastingsituaties lijnen.....   | 26 |
| Figuur 11. Toename van transport.....   | 27 |
| Figuur 12. Belasting van de verschillende lijnen na de liberalisatie.....   | 29 |
| Figuur 13. Verschil in belasting verbindinstype 1.....  | 31 |
| Figuur 14. Verschil in belasting verbindinstype 2.....  | 31 |
| Figuur 15. Verschil in belasting verbindinstype 3.....  | 32 |
| Figuur 16. Kansen bij uitval.....   | 34 |
| Figuur 17. Gevolgen.....  | 34 |
| Figuur 18. Risicoanalyse.....   | 35 |
| Figuur 19. Economisch optimum 1.....  | 36 |
| Figuur 20. Economisch optimum 2.....  | 37 |
| Figuur 21. Economisch optimum 3.....  | 37 |
| Figuur 22. Totale kosten voor de verschillende cases.....   | 39 |
| Figuur 23. Totale kosten voor case 2,3,5,6,7 en 9.....  | 39 |
| Figuur 24. Weibull-verdeling windsnelheid op Schiphol (50m).....  | 41 |
| Figuur 25. Vermogenscurve van 1 MW windturbine.....   | 42 |
| Figuur 26. Verdeling geleverd vermogen.....   | 43 |
| Figuur 27. Invloed van de wind op de BDK.....   | 44 |
| Figuur 28. BDK met wind (rechte lijn) en zonder wind (gestippelde lijn).....  | 44 |
| Figuur 29. Cumulatieve kans voor transport over verbinding type 1 met<br>(doorgetrokken) en zonder wind (gestippeld)..... | 46 |
| Figuur 30. Maximaal transport over de verbinding.....   | 47 |
| Figuur 31. Belastingspatronen (cumulatief).....   | 48 |

## Literatuurlijst

- Bijvoet, C. e.a., *"Gansch het radarwerk staat stil", De kosten van stroom storing*. Amsterdam, juni 2003.
- Brown, Richard E., *Electric power distribution reliability*. Basel, 2002.
- Bloemhof, G.A. e.a.; KEMA, *betrouwbaarheid van elektriciteitsnetten in Nederland 2001*. Arnhem, juni 2002.
- Bloemhof, G.A. e.a.; KEMA, *betrouwbaarheid van elektriciteitsnetten in Nederland 2002*. Arnhem, juni 2003.
- Danish Wind Industry Association (DWIA): [www.windpower.org](http://www.windpower.org), 08-10-2003.
- DIGSILENT Manual versie 12, Gomaringen, Duitsland 2001.
- DTe: [www.DTe.nl](http://www.DTe.nl), 08-09-2003.
- DTe, *Systeemcode*. Den Haag april 2002a.
- DTe, *Netcode*. Den Haag april 2002b.
- Energiened, *Elektriciteitsdistributienetten*. Kluwer bedrijfsinformatie, Deventer 1996.
- Jong, H.M. de, *Decentraal vermogen: een kansrijke optie*. Afstudeerverslag TUD, juli 2003.
- KEMA, *Electricity Technology Roadmap: Technologie voor een duurzame samenleving*. Arnhem, april 2002.
- KEMA, *Betrouwbaarheid in een geliberaliseerde markt*. Arnhem, maart 2002.
- Kling, W.L., *Planning en bedrijfsvoering van elektriciteitsvoorzieningsystemen*. Collegedictaat TUE, februari 2002.
- Ministerie van Economische Zaken, *Investeren in energie, keuzes voor de toekomst*. Den Haag, februari 2002.
- Nyfer, *Publieke belangen in private handen*. Breukelen, maart 2003.
- Scheij, O. e.a.; KEMA, *Handleiding betrouwbaarheidsstudies in DIGSILENT voor dummies*. Arnhem, december 2002.
- Technisch Weekblad, *Andere wind op het stroomnet*. Nr. 47, 21 november 2003.
- Werven, M. van, *Monitoren van voorzieningszekerheid*. Afstudeerverslag TUD, augustus 2003.