DECEMBER 1988

ESC-47

ECONOMISCHE RENTABILITEIT WINDENERGIESYSTEMEN

Rekenmodel voor de rentabiliteitsbepaling onder variërende uitgangspunten

Studie in opdracht van het
Ministerie van Economische Zaken
Directoraat-Generaal voor Energie

F.G.H. VAN WEES en G.F. BAKEMA

ABSTRACT

This report describes a model for economic analysis of windenergy-systems, which calculates the internal rate of return and the costs of the electricity produced for various systemconfigurations and management options. Calculations have been made for the economics of four types of windturbines (16, 25, 34 and 45 meter rotordiameter). Different types of windfarms (isolated windturbine and 10 or 40 windturbines in line or cluster) are distinguished. The electricity-production, investments- and exploitationcosts are estimated for the years 1990 and 2000. The economic calculations present results for two forms of management: by private enterprise or public utilities. A sensitivity analysis has been carried out with respect to differences in windregime, electricity prices, investments costs and economic lifetime. The report includes a data-base on the parameters used.

CALCULATION METHODS
COST BENEFIT ANALYSIS
COST-EFFECTIVENESS
ECODES
ENERGY POLICY
ENERGY PRICES
FORECASTING
INVESTMENT
NATIONAL PROGRAM PLANS
NETHERLANDS
SENSITIVITY ANALYSIS
WIND POWER PLANTS
WINDPOWER
WINDTURBINES

INHOUD

	Blz.
INHOUD	3
SAMENVATTING	5
VOORWOORD	17
1 INLEIDING	1.1
1.1 Projectdoelstelling	1.2
1.2 Windenergiesystemen	1.3
2 UITGANGSPUNTEN EN METHODIEKEN	2.1
2.1 Elektriciteitsproduktie	2.1
2.2 Investeringen	2.2
2.3 Prijzen elektriciteit	2.7
2.4 Rekenmethodiek	2.11
2.5 Conclusie modelopzet	2.12
3 RENTABILITEIT BASE-CASES	3.1
3.1 Resultaten base-cases	3.3
4 VARIANTEN	4.1
4.1 Configuratie	4.5
4.2 Lokatie	4.13
4.3 Energieprijzen	4.17
4.4 Terugleververqoeding	4.21
4.5 Investeringspremies	4.23
4.6 Zichtperiode	4.25
4.7 Rentabiliteit bij combinatie van varianten	4.29
5 CONCLUSIE EN DISCUSSIE	5.1
5.1 Conclusie	5.1
5.2 Discussie	5.2

BIJLAGEN Blz.

B1 ELEKTRICITEITSOPBRENGST B1.1

B2 INVESTERINGEN EN EXPLOITATIEKOSTEN B2.1

B2.1 Investeringen B2.1
B2.1.1 Windturbines B2.5
B2.1.2 Fundering B2.8
B2.1.3 Bekabeling en netaansluiting B2.9
B2.1.4 Infrastuctuur B2.12
B2.1.5 Engineering B2.13
B2.1.6 Transport en montage B2.14
B2.1.7 Diversen B2.14

B2.2 Exploitatiekosten B2.15
B2.2.1 Beheer B2.16
B2.2.2 Service en onderhoud B2.16
B2.2.3 Verzekering B2.16
B2.2.4 Pacht B2.17
B2.2.5 Onroerend-goed belasting B2.18
B2.2.6 Diversen B2.18

B2.3 Specificatie investeringen en exploitatiekosten B2.19

B2.4 Resumé investeringen en exploitatiekosten B2.24

B2.5 Literatuur B2.26

B3 PRIJZEN ELEKTRICITEIT B3.1

B3.1 Prijsstelling elektriciteit B3.1
B3.1.1 Teruglevering van elektriciteit B3.2
B3.1.2 Inkoop van elektriciteit door distributiebedrijven B3.2

B3.2 Uitgangspunten prijsniveaus B3.4

B3.3 Prijzen elektriciteit B3.6

B4 REKENMETHODIEK B4.1

B5 RESULTATEN VARIANTBEREKENINGEN B5.1

SAMENVATTING

A. Doel en kader van de studie

Door de overheid is als doelstelling geformuleerd, dat in Nederland in het jaar 2000 1000 MWe aan windenergie staat opgesteld. Het Integraal Programma Windenergie (IPW) moet een bijdrage leveren aan het bereiken van deze doelstelling door:

- Het stimuleren van de realisering van windenergieprojecten, zodat in de periode 1986 tot 1990 100 à 150 MW aan windenergie wordt gebouwd;
- De verdere ontwikkeling van windturbines te bevorderen, zodat vanaf 1990 - o.a. door technische ontwikkelingen en serieproduktie - een of meer rendabele turbines op de markt beschikbaar zijn.

Door het Energie Studie Centrum van het Energieonderzoek Centrum Nederland is een model ontwikkeld, waarmee het effect van het wijzigen van een aantal variabelen - zoals investeringshoogte en energieprijsniveau - op de rentabiliteit van windenergiesystemen kan worden geanalyseerd. Deze rapportage geeft de aanpak en werkwijze weer voor de ontwikkeling van dit model. Een groot deel van deze rapportage is gewijd aan de presentatie van de resultaten van een aantal berekeningen, die met het ontwikkelde model zijn uitgevoerd.

In de eveneens door het Energie Studie Centrum (ESC) uitgevoerde studies "GEIN: Grootschalige Energie-opwekking in de INdustrie" en "KNIE: Kleinschalige (Niet Industriële) Energieopwekking" zijn overeenkomstige modellen ontwikkeld, waarmee inzicht kan worden verkregen in de rentabiliteit van warmte/kracht-installaties. De modellen zijn op overeenkomstige wijze opgebouwd. Zo kunnen alle drie modellen gebruik maken van eenzelfde set energieprijspaden, en zijn de modellen qua structuur en presentatie aan de gebruiker zo veel mogelijk gelijk.

In de volgende paragrafen wordt de uitwerking van de studie toegelicht, gevolgd door de resultaten van een aantal berekeningen, waarna enige conclusies worden getrokken.

B. Uitwerking van de studie

Door het ESC is een model (rekenprogramma) ontwikkeld, waarmee voor een zichtperiode van 15 jaar exploitatieberekeningen worden uitgevoerd. Dit model heeft in de loop van de studie aangetoond op adequate wijze de effecten van de variatie van een aantal voor windenergiesystemen relevante variabelen op de rentabiliteit te beschrijven. Door de structuur van het rekenmodel, gekoppeld aan een data-base met installatiegegevens, is programmatuur beschikbaar gekomen, welke steeds als uniforme en consistente basis kan dienen voor diverse toekomstige studies en berekeningen.

Installatietypen en eenheidsgrootten

In het model zijn windenergiesystemen opgenomen met de volgende kenmerken:

- Eenheidsgrootte
  16, 25, 34 en 45 meter rotordiameter
- Aantal per systeem
  Solitair, 10 en 40 stuks
- Configuratie
  Carré- en Lijnopstelling
- Lokatie
  Plaatsing aan de kust, windrijk gebied en een windrijk gebied met obstakels
- Startjaar rentabiliteitsberekening
  1990 voor de windturbines met 16 en 25 meter rotordiameter, 2000 voor alle vier typen

Investeringen

De investeringsbedragen, alsmede de kosten voor exploitatie voor de in deze studie beschouwde windenergiesystemen zijn vastgesteld door het ESC, op basis van gegevens uit de literatuur, aangevuld met informatie van enkele concrete projecten.

De mogelijkheid bestaat om het model aan te passen aan nieuwe inzichten met betrekking tot het investeringsbedrag en de exploitatiekos-

ten. In een bijlage zijn daartoe de componenten, waaruit het investeringsbedrag is opgebouwd, gespecificeerd.

Rentabiliteit

Het model berekent de rentabiliteit van de windenergiesystemen beheerd door een particulier en door een elektriciteitsdistributiebedrijf (nutsbeheer). Voor beide beheerssituaties wordt de Interne RenteVoet voor belasting (IRV) als maatstaf voor de rentabiliteit bepaald. De IRV is een economische maatstaf, die bij investeringsbeslissingen een belangrijke rol speelt. De interne rentevoet geeft de relatie weer tussen de kasstroom gedurende de zichtperiode en de investering in de beschouwde installatie.

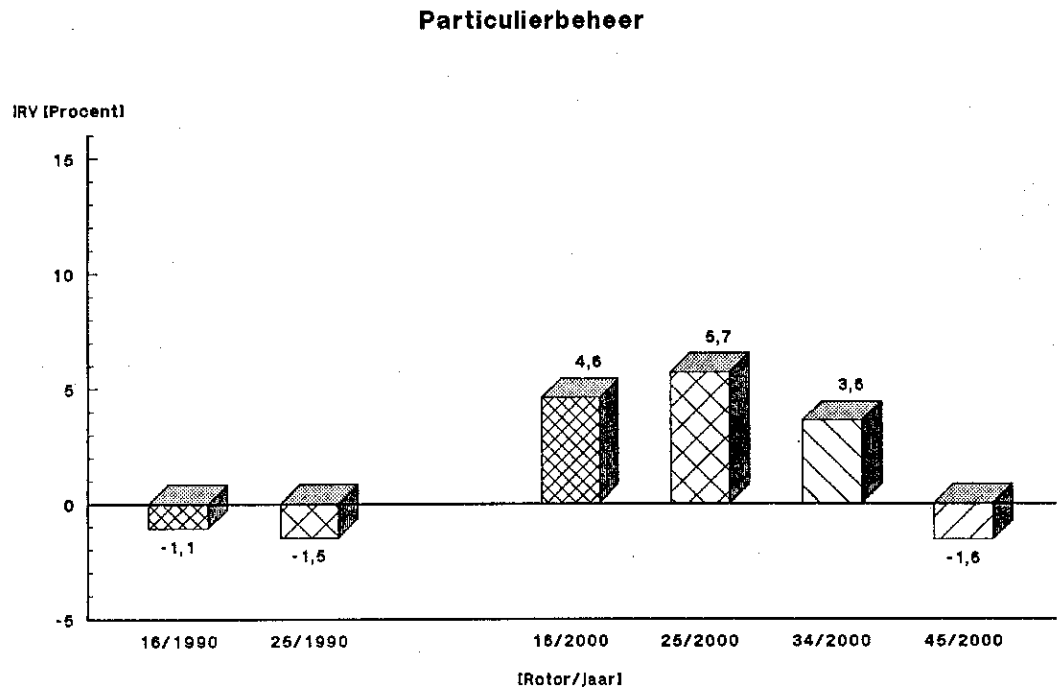
De jaarlijkse kasstroom is de representatie van de inkomsten (besparing), die het gevolg zijn van de investering. Deze wordt gevormd door de jaarlijkse opbrengst van de elektriciteitsproduktie verminderd met de exploitatiekosten. De geproduceerde elektriciteit met het windenergiesyeteem wordt daarbij gewaardeerd voor respectievelijk particulier- en nutsbeheer tegen het tarief volgens ongegarandeerde teruglevering (TL-laag) of het in deze studie genoemde Regionaal Basis Tarief-wind (RBT-wind).

Daarnaast zijn de kosten van de met het windenergiesysteem geproduceerde elektriciteit in ct/kWh berekend. Dit biedt een andere mogelijkheid om de economische aantrekkelijkheid van windenergie te toetsen.

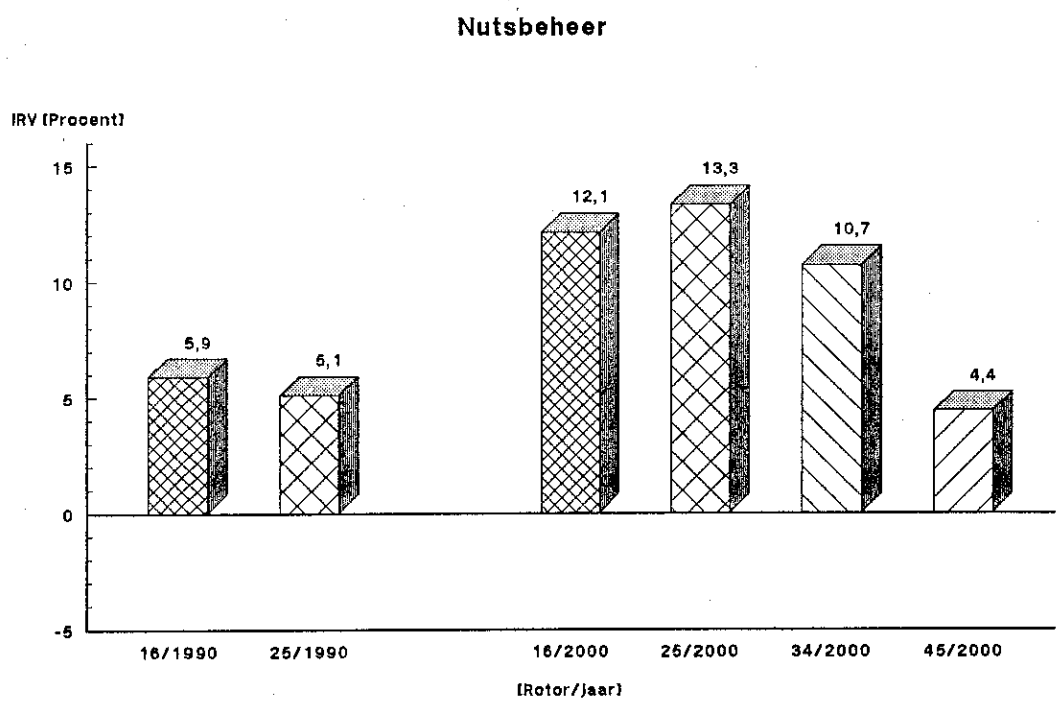
C. Berekeningen met het model

In het model kunnen een groot aantal variabelen, welke invloed hebben op de rentabiliteit van een windenergiesyseem worden gevarieerd. Voor deze rapportage is uitgegaan van base-cases, waarmee de uitgangssituatie wordt gedefinieerd en waaraan wordt gerefereerd bij de bepaling van de mutaties. Voor zowel particulier- als nutsbeheer is de base-case als volgt geformuleerd:

- 10 windturbines in lijnopstelling aan de kust



Figuur S.1a.: Interne rentevoet base-cases



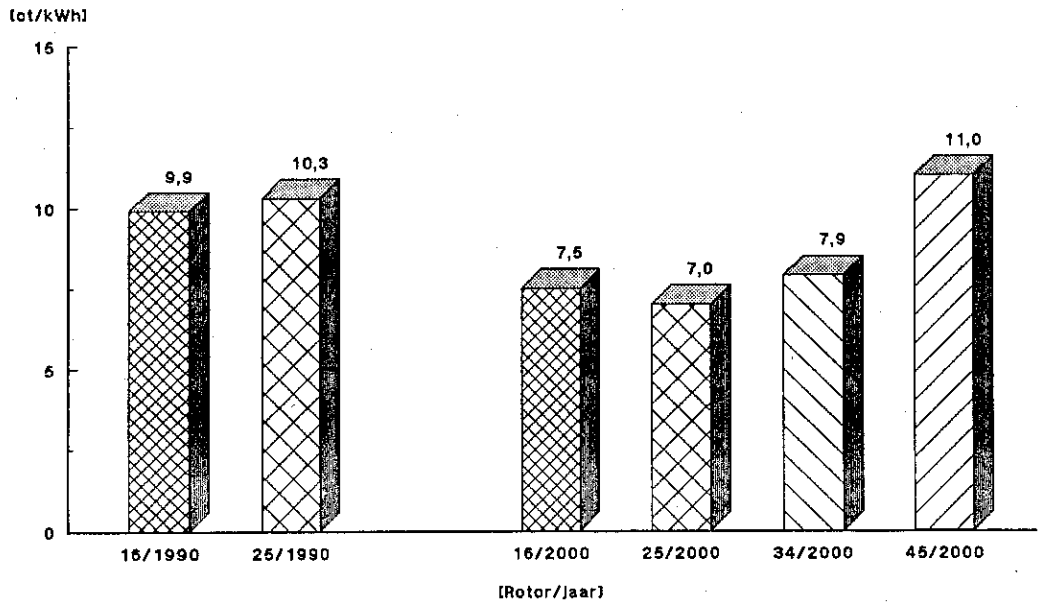
Figuur S.1b.: Interne rentevoet base-cases

- Brandstofprijsontwikkeling: Hiervoor zijn de brandstofprijzen van het middenscenario aangehouden uit de notitie "Energieprijspaden 1987-2010" van het Ministerie van Economische Zaken
- Elektriciteitsprijzen: bepaald op basis van het genoemde brandstofprijsniveau en de opbouw van het elektriciteitsproduktiepark volgens NEV-kolen
- Teruglevering van alle geproduceerde elektriciteit door particulieren, tegen een vergoeding gebaseerd op brandstofinzet verhoogd met een toeslag, de zgn. ongegarandeerde teruglevering
- Teruglevering van alle geproduceerde elektriciteit door elektriciteitsdistributiebedrijven tegen een vergoeding RBT-wind
- Geen investeringspremies

Aangezien bij de bepaling van de kosten van de geproduceerde elektriciteit de kapitaalslasten een rol spelen, wordt uitgegaan van een reële rentevoet van 5%.

Gezien de doelstelling van de studie dient de absolute hoogte van de rentabiliteit in de base-case als referentiepunt voor het bepalen van de door de varianten veroorzaakte mutaties. Aan dit absolute niveau kan slechts een beperkte waarde worden toegekend, aangezien de base-case sterk gestileerd is.

De Figuren S.1a en b geven de resultaten voor de interne rentevoet (IRV) voor particulier- en nutsbeheer. Voor nutsbeheer worden voor het jaar 2000 IRV-waarden hoger dan 10 procent aangetroffen voor windenergiesystemen, gerealiseerd met windturbines van 16 tot en met 34 meter rotordiameter. In het jaar 1990 worden dergelijke waarden bij de in deze studie gehanteerde uitgangspunten nog niet bereikt. Voor particulierbeheer worden lagere IRV-waarden gevonden, doordat in de berekeningen de geproduceerde elektriciteit wordt gewaardeerd tegen het huidige tarief voor ongegarandeerde teruglevering. Dit is min of meer als een "minimum"- waardering te beschouwen. Verwacht mag worden, dat de terugleververergoeding na het van kracht worden van de elektriciteitswet zal tenderen naar het niveau, dat is aangenomen bij nutsbeheer. In de situatie van nutsbeheer wordt de geproduceerde



Figuur S.2.: EL-produktie prijs base-cases

ERWIN

elektriciteit gewaardeerd tegen het aanmerkelijk hogere RBT-wind. De in de particuliere sector gebruikelijke rentabiliteitscriteria worden in de base-case noch in 1990 noch in het jaar 2000 gehaald.

In Figuur S.2 worden de kosten van met de windenergiesystemen geproduceerde elektriciteit getoond. Hierbij gelden eveneens de voor de base-cases eerder aangegeven uitgangspunten.

Varianten

Voor de berekeningen met het model zijn de volgende grootheden ten opzichte van de uitgangspunten gevarieerd:
- Het aantal windturbines van het windpark
- Naast de gekozen lijnopstelling een carré-opstelling
- Twee lokatie van de windturbine of het windturbinepark naar gestileerde gebieden met een lagere windsnelheid en meer obstakels
- De ontwikkeling van de energieprijs
- Een aangepaste terugleververergoeding voor particulieren door het toekennen van een toeslag
- De hoogte van een eventuele investeringspremie
- De zichtperiode of afschrijvingstermijn

Daarnaast is het mogelijk een wijziging in de uitgangspunten aan te brengen voor de volgende parameters:
- De gehanteerde reele rente
- De energieopbrengst van de windturbines
- Het investeringsbedrag en de exploitatiekosten voor het windenergiesysteem

Een deel van deze rapportage is gewijd aan de geïsoleerde effecten van afzonderlijke wijzigingen van een aantal van de bovengenoemde variatiemogelijkheden. De berekeningsresultaten geven aan, dat een mutatie in een van de variabelen voor elk windenergiesysteem en beheersvorm tot een gelijkgerichte verandering in de IRV leidt. De omvang van het effect is verschillend en hangt vooral af van de eenheidsgrootte van het windenergiesysteem. Dit wordt ten dele veroorzaakt door de gehanteerde waarden voor de investeringen en exploitatiekosten.

Hierbij dient het volgende bedacht te worden: De berekeningen met het ERWIN-model zijn gebaseerd op een aantal gestileerde situaties. Dit geldt zowel voor de base-cases als de daarvan afgeleide varianten. De praktijksituatie zal altijd afwijken van deze "ERWIN"- situatie, waardoor in de praktijk afwijkende waarden voor de IRV worden gevonden.

De gehanteerde investeringskosten van windenergiesystemen vormen één van de belangrijkste uitgangspunten in deze studie. Voor het bepalen van de investeringskosten van windenergiesystemen in de jaren 1990 en 2000 is gebruik gemaakt van recente literatuur en praktijkgegevens. Daarbij kon een learning-curve voor 16 en 25 meter windturbines worden afgeleid, aangezien deze windturbines sinds enige tijd commercieel verkrijgbaar zijn. Deze curve laat zien, dat in de toekomst nog forse prijsdalingen voor de windturbines kunnen optreden. Dit heeft geleid tot het vaststellen van een totale kostprijs voor parken bestaande uit windturbines met een rotordiameter van 25 meter van ca. f. 1200/kWe en voor parken met windturbines met een rotordiameter van 34 meter van ca. 1450/kWe in het jaar 2000. Nog lagere investeringskosten voor dergelijke parken lijken niet erg waarschijnlijk, alhoewel geheel nieuwe concepten voor met name de grotere windturbines nooit geheel zijn uit te sluiten. De kosten bedragen in de huidige praktijk (1988) nog meer dan f 2000 per kWe. De overige parkkosten gaan ook in de toekomst een relatief steeds belangrijker rol gaan spelen, hoewel ook op lange termijn de kosten van de windturbines het grootste gedeelte van het investeringsbedrag blijven opeisen.

Het wijzigen van de voor de base-case aangenomen uitgangspunten leidt tot de volgende mutaties in de berekening van de rentabiliteit:

Omvang van het windpark en configuratie

In de basecase is uitgegaan van een windpark, bestaande uit 10 windturbines in lijnopstelling. Een aantal varianten is eveneens doorgerekend. De IRV van solitaire turbines ligt voor particulierbeheer 1 à 2 procentpunten hoger dan de basecase, omdat in een dergelijke situatie in de praktijk zowel in de investeringssfeer als in de exploi-

tatiesfeer een aantal kostenposten vervallen of als verborgen kosten optreden. Vergroting van de parkomvang tot 40 stuks verhoogt de IRV door schaaleffecten met ongeveer een halve procentpunt. Een carré-opstelling in plaats van een lijnopstelling verlaagt de IRV met ongeveer 1 procentpunt door de opbrengstvermindering ten gevolge van toenemende zogeffecten.

Lokatie

De windsnelheid werkt tot de derde macht door in de energieopbrengst van een windturbine. Afwijkingen van de veronderstelde windsnelheid (6 m/s op 10 meter hoogte) hebben daardoor een zeer groot effect op de IRV. Een tweetal (fictieve) lokaties met een windsnelheid van 5,5 m/s en verschillende terreinruwheden zijn doorgerekend. De IRV daalt in deze varianten met ca 5 resp. 7 procentpunten ten opzichte van de waarden voor de basecases.

Elektriciteitstarieven

De brandstofprijzen beïnvloeden de IRV van windenergiesystemen. Dit kan worden geïllustreerd met de gevonden gevoeligheid, waarbij een elektriciteitprijsmutatie van 1 ct/kWh een mutatie in de rentabiliteit van ca. 2 procentpunten veroorzaakt.

Terugleververqoeding

Zowel bij nuts- als bij particulierbeheer wordt in deze studie verondersteld, dat 100% van de opgewekte elektriciteit wordt geleverd aan het openbare net. In deze studie is gerekend met een groot verschil tussen TL-laag en RBT-wind van ca. 3,2 ct/kWh. Dit hangt samen met het feit, dat de huidige terugleververqoeding voor particulieren aan de lage kant is en anderzijds is deze studie bij de bepaling van het RBT-wind uitgegaan van een relatief hoge beschikbaarheid van windenergie tijdens de verrekenmomenten. De praktijk zal hierover uitsluitsel moeten bieden. Verwacht mag worden, dat de hoogte van de terugleververqoeding, als afspiegeling van de gemiddeld door de distributiebedrijven uitgespaarde kosten in de openbare voorziening, zal tenderen naar het niveau RBT-wind, waarmee de opbrengstwaarde van de geproduceerde elektriciteit voor particulierbeheer vrijwel gelijk wordt aan de situatie bij nutsbeheer.

Investeringspremie

Voor de basecases is verondersteld, dat geen investeringspremies worden verstrekt bij de realisatie van windenergieprojecten. In een aantal varianten is het effect op de IRV van 20%, 30% resp. 40% investeringspremie nagegaan. Bij 40% investeringspremie (het IPW-niveau van 1988) stijgt de IRV in 1990 met bijna 8 procentpunten tot 12 a 13% voor de situatie nutsbeheer, en in het jaar 2000 met ongeveer 9 procentpunten. De hoogste IRV-waarde die in het jaar 2000 wordt bereikt bedraagt ruim 22% voor parken bestaande uit turbines met een doorsnede van 25 meter in nutsbeheer.

Zichtperiode/Levensduur

Bij de berekeningen met het model is uitgegaan van een economische levensduur van de turbines van 15 jaar. Het effect op de IRV van mutaties in de levensduur is aanzienlijk, doordat het grootste gedeelte van de kosten van windenergie uit kapitaalslasten bestaat. Een verkorting van de levensduur van 15 naar 10 jaar doet de IRV met ongeveer 6 procentpunten dalen. Bij een verlenging van de levensduur tot 20 jaar stijgt de IRV met ca 2 procentpunten. Bij een verdere toename van de levensduur neemt het effect op de IRV steeds meer af.

D. Conclusies

Het project Economische Rentabiliteit Windenergiesystemen heeft geresulteerd in een rekenmodel, waarmee de gevoeligheid van de rentabiliteit van windenergiesystemen kan worden bepaald en dat de samenhang tussen de relevante variabelen voor deze opties beschrijft. De database, die ten grondslag ligt aan dit model en waarin gegevens over de installaties zijn opgenomen, is gebaseerd op een eenduidige grondslag. Hiermee kan een bijdrage worden geleverd aan de structurering van de discussie over de toepassing van windenergiesystemen.

In het voorgaande is steeds uitgegaan van het variëren van één rekenparameter en wordt de invloed hiervan ten opzichte van de base-case aangegeven. Indien meerdere parameters gelijktijdig worden gewijzigd, mogen de effecten van de geïsoleerde mutaties niet opgeteld

worden. Het effect zal voor die situatie berekend moeten worden. Met de beschikbare programmatuur kan de rentabiliteit worden berekend voor deze combinatie van varianten.

De berekeningen met het ERWIN-model geven aan, dat bij de verwachte aantallen gebouwde turbines de effecten van produktverbetering, serieproduktie en ervaring in het beheren van windenergiesystemen in het jaar 2000 kan resulteren in een economisch rendabele optie voor elektriciteitsproduktie. Uitzondering hierop vormen de projecten bestaande uit grote windturbines met een rotordiameter van ca. 45 meter. Voor deze turbines is bij de in deze studie gehanteerde uitgangspunten in het jaar 2000 nog geen sprake van een economische rendabele optie.

Bij de in de studie voor de base-case gehanteerde veronderstellingen is in 1990 de rentabiliteitspositie van windenergiesystemen nog niet zodanig, dat op voorhand kan worden gesteld, dat een verdere zelfstandige marktintroduktie vanzelf zal gaan.

Bij de beoordeling van energieopties spelen naast de IRV ook andere dan direct economische factoren een rol. Bij de toepassing van windenergie kunnen o.a. de volgende overwegingen worden meegenomen:

1. Windenergie werkt stabiliserend op de ontwikkeling van de kostprijs van elektriciteit. De kosten van elektriciteit opgewekt met windenergiesystemen worden naderhand immers niet beïnvloed door schommelingen in de brandstofprijzen. De toepassing van windenergie past daarmee in een diversificatiebeleid, waarin gekozen wordt voor een mix van verschillende opties om de risico's van onvoorspelbare prijsontwikkelingen te verminderen.
2. De verbranding van fossiele brandstoffen leidt tot emissies. Het ontbreken van deze emissies is bij de toepassing van windenergie een additioneel voordeel.
3. Traditioneel is Nederland een windmolenland. In de vorige eeuw namen ongeveer 10.000 windturbines een belangrijk deel van de energievoorziening voor hun rekening. Een even groot aantal windturbines met een vergelijkbare diameter (ca. 25 meter) zou nu resul-

teren in een opgesteld windvermogen van 2500 a 3000 MWe. In de praktijk blijkt het echter, met name door de grote bevolkingsdichtheid, planologische problemen op te leveren om opnieuw grote aantallen windturbines - al dan niet in de vorm van windparken - te plaatsen. Wellicht zal mede daarom in de toekomst een beperking gelden voor de aantallen te plaatsen windturbines. Mede daarom zal de keuze wellicht vallen op grote (MegaWatt) windturbines, waarmee een substantieel windvermogen met een veel kleiner aantal turbines kan worden gerealiseerd.

VOORWOORD

Hierbij treft U aan de rapportage van het project ERWIN: "ECONOMISCHE RENTABILITEIT WINDENERGIESYSTEMEN", dat door het Energie Studie Centrum van het Energieonderzoek Centrum Nederland is uitgevoerd.

Het daartoe geformeerde projectteam heeft bestaan uit F.G.H. van Wees en G.F. Bakema. De voorliggende rapportage is tot stand gekomen met begeleiding door vertegenwoordigers van het Ministerie van Economische Zaken (Directoraat-Generaal voor Energie) en de Nederlandse Maatschappij voor Energie en Milieu (NOVEM):

H.E. Brouwer (voorzitter)	EZ; DGE
Th.J.B. van der Klaauw (ged.)	EZ; DGE
L.H. Knoester	EZ; DGE
U. Vermeulen	EZ; DGE
R. de Bruyne	NOVEM B.V.

1. INLEIDING

Deze rapportage vormt de afsluiting van het project: "Economische Rentabiliteit WINdenergiesystemen" (ERWIN), waarin met een daartoe ontwikkeld rekenmodel is onderzocht wat de invloed is van de variatie een aantal variabelen op de rentabiliteit van windenergiesystemen.

De rapportage volgt in grote lijnen de opzet van het in oktober 1986 gepubliceerde eindrapport van de ESC-studie "Grootschalige Energieopwekking in de INdustrie", de GEIN-studie en de in juni 1987 gepubliceerde rapportage "Kleinschalige (Niet Industriële) energieopwekking", de KNIE-studie.

Hierin worden rekenmodellen beschreven om voor warmte (en elektriciteits-) producerende installaties de effecten op de rentabiliteit, die worden veroorzaakt door de variatie van diverse factoren, te kunnen analyseren. De modellen dienen primair voor beleidsonderbouwing. deze ERWIN-studie is een logisch vervolg op de eerder genoemde activiteiten van het Energie Studie Centrum.

De voorliggende rapportage geeft de aanpak en werkwijze weer voor de ontwikkeling van het model ERWIN, waarmee inzicht kan worden verschaft in de gevoeligheid van de rentabiliteit van windenergiesystemen voor diverse factoren. De resultaten kunnen in een later stadium wellicht worden benut voor de bepaling van het te verwachten economisch potentieel.

De genoemde uitgangspunten zijn gehanteerd voor dit ontwikkelde model voor windenergiesystemen. De systematiek voor de modelopbouw zal zodoende in grote lijnen gelijk zijn aan de eerder genoemde studies.

Een uiteenzetting omtrent het doel en aanpak van de studie wordt in Hoofdstuk 1 en 2 gegeven. In de Hoofdstukken 3 en 4 van de rapportage worden de uitkomsten van de eerste berekeningen gepresenteerd. In Hoofdstuk 5 wordt de rentabiliteitsbepaling bij een combinatie van varianten besproken. Tot slot worden in Hoofdstuk 6 de gehanteerde

uitgangspunten gememoreerd en van kanttekeningen voorzien, waarna uit de resultaten van de studie enkele conclusies worden getrokken. In een aantal bijlagen zijn de details van de uitgangspunten, aannamen, berekeningswijze en cijfermatige resultaten weergegeven.

1.1. Projectdoelstelling

In het kader van het lopende Integraal Programma Windenergie IPW wordt ondermeer gestreefd naar het tot ontwikkeling brengen van rendabele windturbines, o.a. door het stimuleren van een vraag vanuit de markt. Dit moet tot gevolg hebben, dat de investeringskosten - door o.a. serieproduktie - op een zodanig niveau komen, dat een rendabele elektriciteitsproduktie uit windenergie mogelijk wordt.

Met deze studie wordt beoogd, om analoog aan de GEIN- en KNIE-studie, een model te ontwikkelen, waarmee het effect van wijzigingen in het energieprijsniveau en investeringspremies op de rentabiliteit van windenergiesystemen kan worden geanalyseerd.

Deze studie geeft de aanpak en werkwijze weer voor de ontwikkeling van een model waarmee inzicht kan worden verkregen in de gevoeligheid van de rentabiliteit van windenergiesystemen voor diverse factoren. De beschrijving van de rekenmethodiek en de gehanteerde invoergegevens vormen de basis van deze rapportage. Evenals bij de GEIN- en KNIE-studie worden data-bases gevormd, waarin gegevens over de windenergiesystemen en de diverse gehanteerde elektriciteitsprijzen zijn vastgelegd.

De ontwikkelde rekenmethodiek is er op gericht de Interne RenteVoet (IRV) te bepalen als maat voor de rentabiliteit. Door het wijzigen van relevante variabelen wordt de invloed op de rentabiliteit bepaald. Bij het analyseren van deze invloed is niet zozeer de absolute hoogte van de rentabiliteit, alswel de omvang en de richting van de mutatie van belang.

Daarnaast wordt ook de prijs van de geproduceerde elektriciteit berekend, welke kan worden vergeleken met de prijs van in te kopen elektriciteit uit het landelijke net.

De uitgevoerde berekeningen richten zich meer op de lange termijn en op de factoren, die hierbij een rol spelen. De resultaten kunnen in een later stadium wellicht worden benut voor de bepaling van het te verwachten economisch potentieel.

1.2. Windenergiesystemen

De studie onderzoekt een aantal verschillende windenergiesystemen, die worden gekarakteriseerd door:

- Eenheidsgrootte
- Aantal per systeem
- Configuratie
- Lokatie

Deze kenmerken vormen een onderdeel van de invoergegevens van het model. Gekozen is voor de volgende mogelijkheden, die in combinatie met elkaar een te onderzoeken windenergiesysteem vormen.

Eenheidsgrootte

Er wordt uitgegaan van 4 eenheidsgrootten voor de windturbines, welke worden gekarakteriseerd door de rotordiameter.

Turbine	Rotor	Ashoogte	Rotoroppervlak	Vermogen[1)]
	Meter	Meter	m^2	kWe
1	16	30	200	75
2	25	30	500	250
3	34	40	900	500
4	45	60	1600	1000

1) Geïnstalleerd (maximaal) generatorvermogen

Tabel 1.2.1.: Eenheidsgrootten windturbines

De aangegeven rotordiameter kan hiervan in de praktijk enigszins afwijken. De bovengenoemde windturbines geven een goede indicatie van de typen, die nu op de markt of in ontwikkeling zijn. Daarbij is tevens een indicatie van het elektrisch vermogen (gegeven diverse randvoorwaarden) opgenomen.

Gezien de trage ontwikkeling op het gebied van zeer grote windturbines (80 meter, 3 MWe) is het onderzoeken van een dergelijke turbine momenteel minder relevant.

Aantal

Het aantal windturbines van de te onderzoeken windenergiesystemen bedraagt op een lokatie 1, 10 of 40 stuks. Dit zijn voorbeeldaantallen, die de ordegrootte van een park aangeven. De aantallen moeten niet als te absoluut worden opgevat.

Configuratie

Voor het aantal van 10 en 40 stuks windturbines wordt onderscheid gemaakt tussen lijn- en carré-opstelling. De gekozen configuratie wordt in het ERWIN-model vertaald naar een verminderde opbrengst per turbine ten gevolge van zogeffecten. Voor de lijnopstelling wordt verondersteld, dat het een opstelling betreft loodrecht op de overheersende windrichting (dus: ZO-NW). Voor een carréopstelling wordt een rechthoekig park van bijvoorbeeld 3-4-3 of 5x8 turbines aangenomen.

Lokatie

Drie representatieve lokaties worden beschouwd, waarvoor het volgende windaanbod is verondersteld:

Lokatie:		Kuststreek	Windrijkgebied	Idem met obstakels
Gem. windsnelheid [1)]	[m/s]	6.0	5.5	5.5
Terreinruwheidsklasse		3	3	5
Ruwheidshoogte	[m]	0.03	0.03	0.25

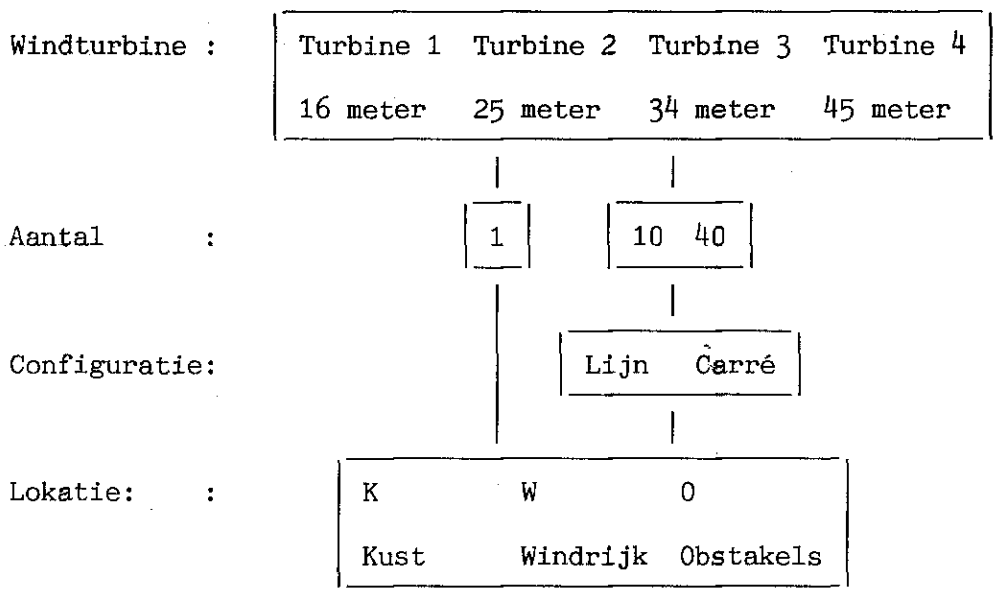
[1)] Snelheid op 10 meter hoogte

Tabel 1.2.2.: Lokaties

De gekozen voorbeeldlokaties geven een goede afspiegeling van de lokaties, zoals die in windrijk Nederland worden aangetroffen en als lokatie voor windturbinesystemen worden voorgesteld.

Plaatsingsmogelijkheden

Hieruit resulteert, dat de volgende (zestig) mogelijkheden voor windenergiesystemen in het model zijn opgenomen:



2. UITGANGSPUNTEN EN METHODIEKEN

2.1. Elektriciteitsproduktie

Uitgaande van in de Paragraaf 1.2 gedefinieerde windturbinesystemen is de energieopbrengst bepaald. De gehanteerde berekeningsmethodiek is opgenomen in Bijlage 1.

De matrix van plaatsingsmogelijkheden kent zestig combinaties. De energieopbrengst is in Tabel 2.1 voor een solitaire windturbine op de drie lokaties aangegeven. Voor de lijn- en parkopstelling neemt het rendement per turbine af ten gevolge van zog-effecten. De volgende factoren zijn hiervoor gehanteerd:

- Lijn 0,95
- Carré 0,90

De geraamde jaaropbrengst uitgedrukt in kWh/m^2 is eveneens in Tabel 2.1 opgenomen. Deze maakt een onderlinge vergelijking van verschillende turbines mogelijk.

lokatie:	K	W	O	K	W	O
n=1 /jaar	MWh/jaar			kWh/m^2		
16 meter/1990	200	155	135	1000	770	690
25 meter/1990	500	385	345	1000	770	690
16 meter/2000	220	170	150	1090	840	750
25 meter/2000	550	420	375	1090	840	750
34 meter/2000	1110	860	800	1240	950	890
45 meter/2000	2330	1800	1800	1460	1120	1120

Tabel 2.1.: Elektriciteitsproduktie solitare windturbine per lokatie

De gelijke energieopbrengst voor de 45 meter turbine op zowel de lokatie windrijk als obstakels wordt veroorzaakt door de ashoogte van deze turbine van 60 meter. Hierdoor wordt geen merkbare invloed van de ruwheidshoogte meer ondervonden. De wijziging in de opbrengst in

het jaar 2000 ten opzichte van 1990 is het gevolg van een verbeterde opbrengstfactor van 2,75 naar 3.

2.2. Investeringen

Om aan de doelstelling van deze studie te kunnen voldoen is het vereist over een consistent beeld van de investeringsbedragen voor de uitgangssituatie te beschikken.

Ten behoeve van deze studie heeft het Energie Studie Centrum gegevens verzameld uit de literatuur en deze aangevuld met gegevens van enkele concrete projecten. Het beschikbare materiaal is vervolgens geanalyseerd. Daarbij stond de noodzakelijke eenduidigheid van uitgangspunten voorop. Voor het model ERWIN zijn de investeringsbedragen en kosten voor exploitatie vastgesteld voor de peiljaren 1990 en 2000.

Voor de onderzochte windenergiesystemen zijn de totale investeringskosten bepaald door de volgende kostenposten te sommeren:
- Windturbine inclusief mast (af fabriek)
- Fundering
- Bekabeling en aansluiting op het openbare elektriciteitsnet
- Infrastructuur of ontsluiting bouwplaats
- Engineering
- Transport en montage
- Overige posten w.o. monitoring, vergunningen e.d.

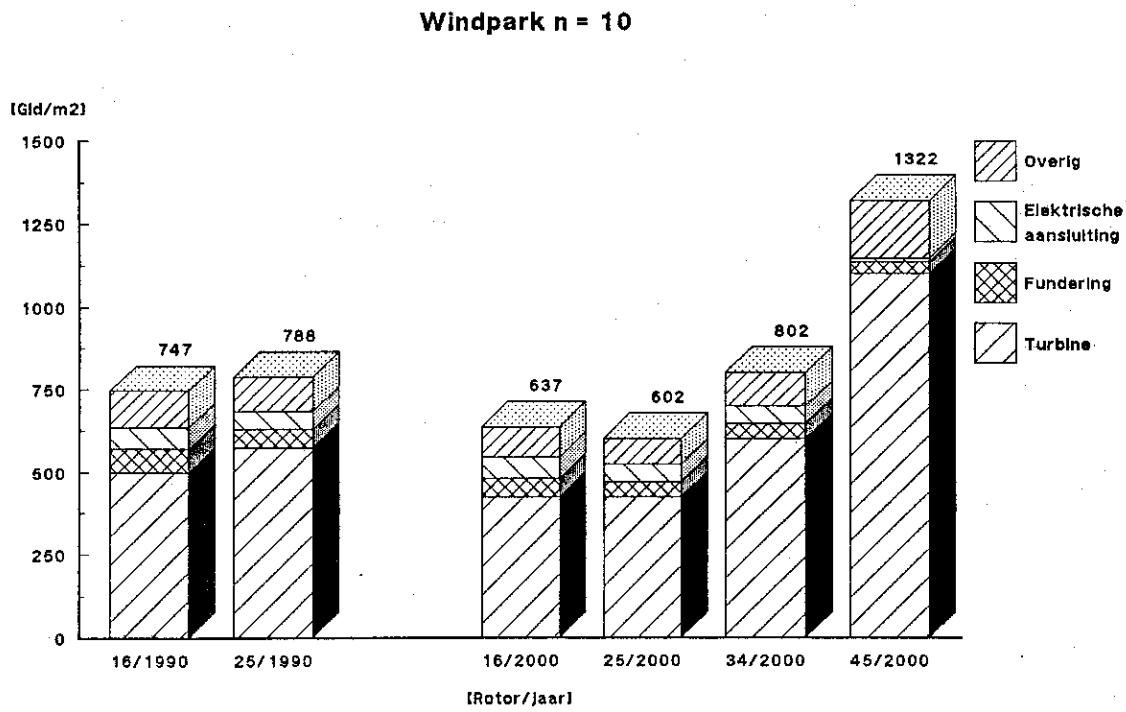
In Bijlage 2 is gedetailleerd aangegeven, hoe de raming voor de investeringskosten voor de verschillende onderzochte windenergiesystemen tot stand is gekomen. Tabel 2.2.1. geeft de totale investeringskosten van de verschillende onderzochte windenergiesystemen.

Jaar:	1990	2000
Rotor/aantal	Guldens 1987	
16 meter		
n=1	145.500	123.800
n=10	1.493.000	1.273.000
n=40	5.750.000	4.920.000
25 meter		
n=1	385.600	293.900
n=10	3.938.000	3.008.000
n=40	15.300.000	11.690.000
34 meter		
n=1		710.000
n=10		7.220.000
n=40		28.170.000
45 meter		
n=1		2.227.000
n=10		21.150.000
n=40		82.830.000

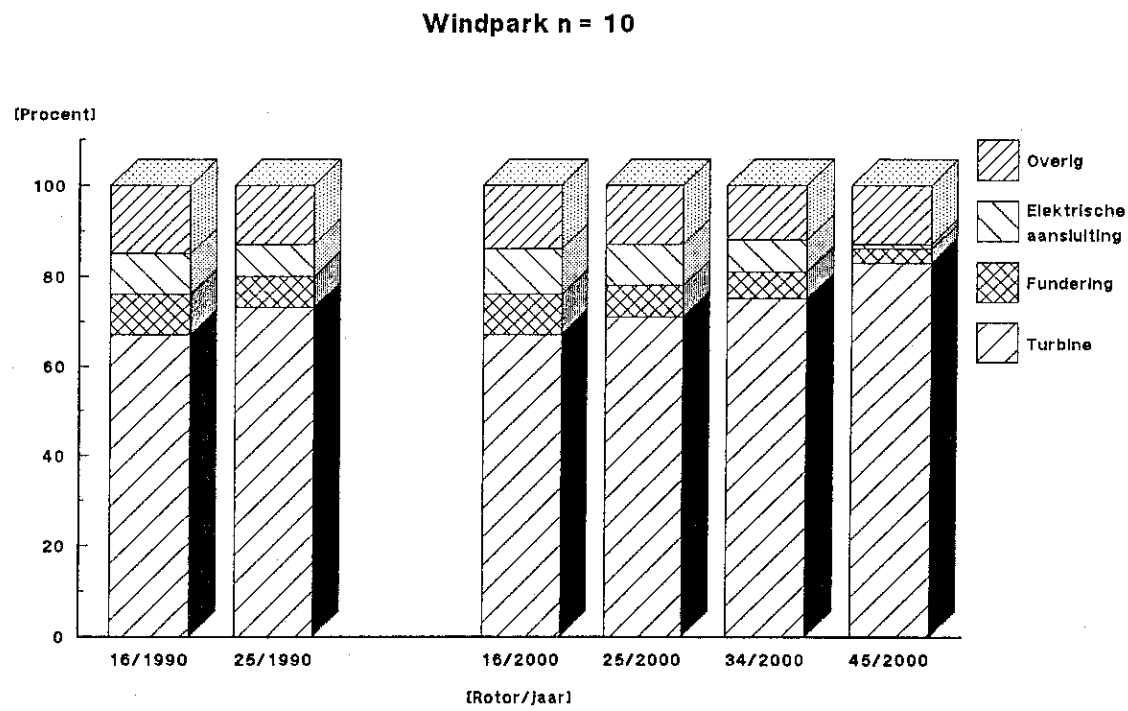
Tabel 2.2.1.: Investeringen windenergiesystemen

Een algemeen geldend verschil in kosten tussen een park in lijn- en in carré-opstelling kon niet worden vastgesteld. Voor beide typen parken zijn daarom dezelfde kostencijfers gehanteerd (zie Bijlage 2).

Om een snelle vergelijking mogelijk te maken worden de kosten van windturbineprojecten meestal uitgedrukt in guldens per vierkante meter rotoroppervlak. Tabel 2.2.2 geeft deze cijfers.



Figuur 2.2.1: Investeringen windturbinepark



Figuur 2.2.2: Investeringen windturbinepark

Jaar:	1990	2000
Rotor/aantal	gulden/m^2 rotor	
16 meter		
n=1	730	620
n=10	750	640
n=40	720	620
25 meter		
n=1	770	590
n=10	790	600
n=40	770	580
34 meter		
n=1		790
n=10		800
n=40		780
45 meter		
n=1		1390
n=10		1320
n=40		1290

Tabel 2.2.2.: Specifieke investering

De cijfers uit Tabel 2.2.2 worden weergegeven in de Figuren 2.2.1 en 2.2.2, waarbij een onderverdeling naar het aandeel van turbine, fundering, elektrische aansluiting en overige investeringskosten is gemaakt.

Uit Figuur 2.2.1 kan worden afgeleid, dat in het jaar 2000 de laagste investeringskosten per m^2 rotoroppervlak worden gerealiseerd met 25 meter turbines. De hogere kosten van de grotere windturbines worden veroorzaakt door de volgende factoren: in de eerste plaats zijn er minder turbines van deze grootte geproduceerd, waardoor de z.g. learning-curve minder ver is doorlopen en de seriegroote kleiner is dan voor kleine turbines. Bovendien geldt dat het rotoroppervlak van een windturbine toeneemt met het kwadraat van de diameter, terwijl het volume - en dus het materiaalgebruik - met de derde macht toeneemt. Bij een grotere windturbine wordt dus relatief meer materiaal gebruikt dan bij een kleinere. Figuur 2.2.2 laat zien, dat het aandeel van de turbinekosten in de totale investeringskosten toeneemt

met de diameter van de turbine. Dit wordt veroorzaakt door de boven reeds genoemde factoren.

Uit Tabel 2.2.2. kan worden afgeleid, dat voor de cases tot en met 34 meter doorsnede de investeringskosten van een park van 10 stuks het hoogst zijn. Dit wordt veroorzaakt doordat bij de enkele turbines geen engineeringskosten zijn verondersteld (het nodige engineeringswerk wordt in eigen beheer uitgevoerd en niet verrekend), en de netaansluitingskosten laag kunnen worden gehouden (de turbine wordt aangesloten op een bestaande trafo). Bij een park van 40 eenheden worden door schaaleffecten lagere kosten bereikt. Enige uitzondering op dit algemene beeld vormen de 45 meter turbines. Voor dit type zijn ook bij solitaire plaatsing engineeringskosten verondersteld, terwijl bovendien altijd een 10 kV-trafo noodzakelijk is.

De betrouwbaarheid van de investeringscijfers voor het jaar 1990 is groter dan die voor het jaar 2000. Dit wordt niet alleen veroorzaakt door het feit dat 2000 verder weg in de toekomst ligt, maar vooral ook omdat de turbines met een diameter van 16 en 25 meter nu reeds commercieel verkrijgbaar zijn, en daarmee de nodige ervaring is opgebouwd, terwijl de grotere turbines nog in ontwikkeling zijn en alleen als prototype zijn gerealiseerd. Voor deze turbines is een goede raming van de kosten in de toekomst moeilijker.

Naast de investeringskosten zijn eveneens de exploitatiekosten bepaald. Hieronder worden verstaan de kosten voor:

- Beheer
- Onderhoud
- Verzekering
- Grondverwerving middels pacht
- Onroerend-goed-belasting (OGB)

In Tabel 2.2.3 zijn de geraamde exploitatiekosten opgenomen. Voor solitaire turbines (m.u.v. de 45 meter turbine) zijn geen beheerskosten verondersteld. Daardoor komen de exploitatiekosten voor deze turbines relatief lager uit dan voor parken. In de periode 1990-2000 is

een daling in de exploitatiekosten van 16 en 25 meter turbines te verwachten door toegenomen betrouwbaarheid, met als gevolg dat de onderhoudskosten aanzienlijk kunnen dalen. In Bijlage 2 is in detail aangegeven, welke uitgangspunten hebben geleid tot de in het model gehanteerde waarden.

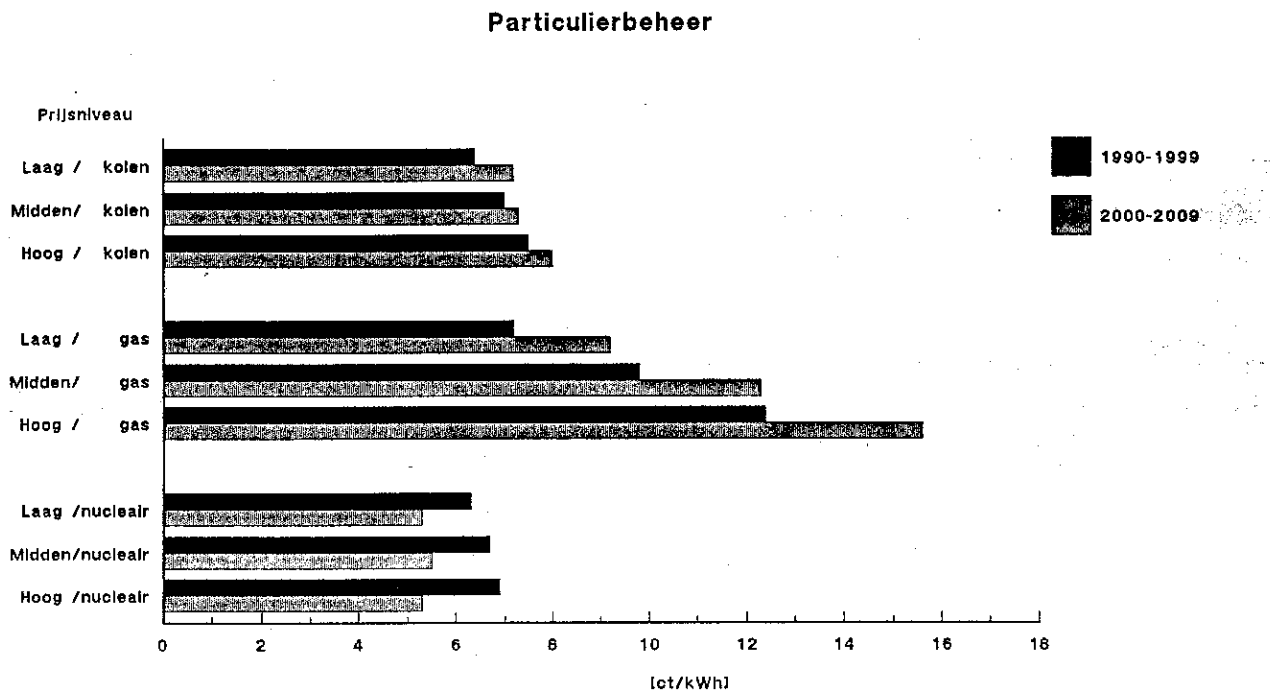
Jaar:	1990	2000
Rotor/aantal	Gulden	
16 meter		
n=1	3.410	2.490
n=10	44.800	33.000
n=40	174.900	129.400
25 meter		
n=1	8.900	5.970
n=10	100.500	68.300
n=40	393.500	268.100
34 meter		
n=1		13.550
n=10		145.000
n=40		569.000
45 meter		
n=1		38.450
n=10		375.500
n=40		1474.000

Tabel 2.2.3.: Exploitatiekosten

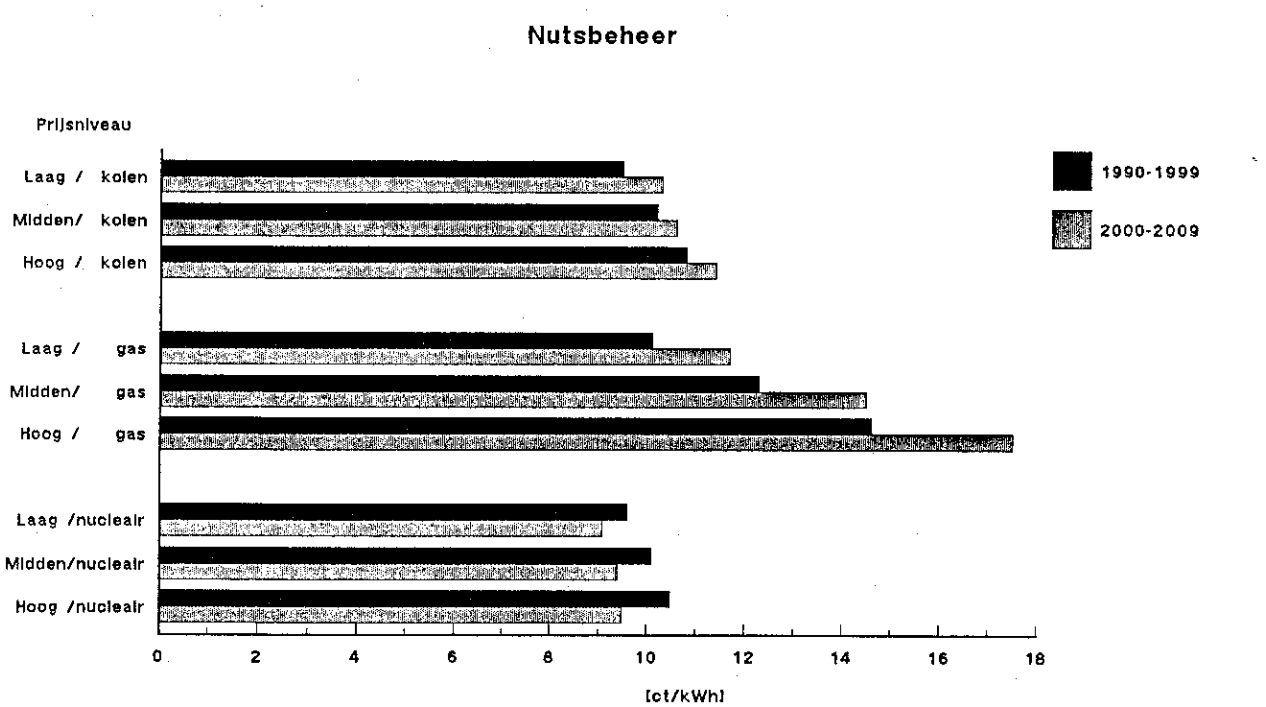
2.3. Prijzen elektriciteit

De prijzen van elektriciteit zijn vanzelfsprekend van grote invloed op de rentabiliteit van de in deze studie onderzochte windenergiesystemen. Het is derhalve van belang na te gaan, wat het effect is van (wijzigingen in) het brandstofprijsniveau en de daarmee samenhangende elektriciteitsprijzen op de rentabiliteit.

Elektriciteitsprijzen spelen op een aantal manieren een rol. Een onderscheid kan worden gemaakt tussen de elektriciteitsprijs, die wordt gehanteerd om de met een windenergiesysteem opgewekte elektriciteit te waarderen, in het geval van particulier- en nutsbeheer.



Figuur 2.3.1.: EL-inkoop prijs
Teruglevering TL-laag



Figuur 2.3.2.: El-inkoop prijs
RBT-wind

Voor particulierbeheer is de prijs bepalend, waarvoor elektriciteit wordt teruggeleverd aan het openbare net. Voor elektriciteitsdistributiebedrijven (nutsbeheer) is de prijs, die het distributiebedrijf zou moeten betalen bij inkoop van de produktiesector maatgevend.

Prijsniveau

Ten behoeve van deze studie zijn de energieprijsveronderstellingen gehanteerd, zoals deze door het Ministerie van Economische Zaken in het kader van de Nationale Energie Verkenningen (prijzenset 1988) zijn uitgewerkt. Uitgangspunt daarbij is geweest, dat de verschillende brandstofprijsniveaus in combinatie met de verschillende elektriciteitsparken en de daarmee samenhangende elektriciteitsprijzen inzicht dienen te bieden in de effecten hiervan op de rentabiliteit. Het gaat daarbij niet om de absolute hoogte van de mutaties, maar om langs analytische weg inzicht te krijgen in de mate van gevoeligheid voor wijzigingen in de brandstofprijzen.

Hiervoor zijn de volgende drie brandstofprijsniveaus gehanteerd: **Hoog**, **Midden** en **Laag**.

De elektriciteitsprijzen zijn vervolgens bepaald aan de hand van deze brandstofprijsniveaus in combinatie met een drietal varianten bestaande uit mogelijke elektriciteitsparken, gekarakteriseerd met de termen: **Kern**, **Kolen** en **Gas**. In de kernvariant wordt een evenwichtige spreiding over Kern, Kolen en Gas verondersteld. In de kolenvariant wordt gespreid over de energiedragers steenkool en aardgas, in de gasvariant is het kolenvermogen afgetopt; het restant wordt ingevuld met aardgas. De hierbij gehanteerde uitgangspunten zijn beschreven in de rapportage over de NEV. Dit leidt tot 18 verschillende sets van elektriciteitsprijzen.

Voor de berekeningen in deze studie worden voor de periode 1990-1999 de elektriciteitsprijzen aangehouden, zoals deze gelden in het jaar 2000, terwijl voor de jaren 2000 tot 2010 het niveau van 2010 geldt.

In Bijlage 3 zijn de in deze studie gehanteerde elektriciteitsprijzen gedetailleerd opgenomen.

Voor particulierbeheer wordt uitgagaan van de huidige regeling voor teruglevering uit ongegarandeerd vermogen. Deze vergoeding is gelijkgesteld aan 95% van de gemiddelde brandstofkosten in de openbare sector plus 1,0 ct/kWh. Dit laatste bedrag representeert het gewogen gemiddelde voor de dag- en nachturen.

Voor de situatie van nutsbeheer is uitgegaan van de gemiddeld op langere termijn te realiseren besparing op inkoopkosten, berekend volgens de systematiek van het LBT/RBT. Hierbij is rekening gehouden met een groter windaanbod in de wintermaanden. Het aldus berekende aandeel van de vermogenskosten in de besparing op de inkoopkosten, het RBT-wind, bedraagt in de studie 4,2 ct/kWh in de base-case (Midden/kolen-2000).

Verwacht mag worden, dat in de toekomst na het van kracht worden van de elektriciteitswet de hoogte van de terugleververergoeding, als afspiegeling van de gemiddelde uitgespaarde kosten in de openbare voorziening zal tenderen naar dit niveau RBT-wind.

In Figuur 2.3.1 en 2.3.2 worden de gehanteerde waarden voor de situatie van particulierbeheer (Teruglevering TL-Laag) en nutsbeheer (RBT-wind) getoond.

2.4. Rekenmethodiek

Voor het vaststellen van de rentabiliteit over de zichtperiode van 10 jaar moeten, gezien de (mogelijkheid van) jaarlijkse verandering van de (brandstof- en) elektriciteitsprijzen, voor elk jaar berekeningen worden uitgevoerd voor de bepaling van het exploitatieresultaat van de onderzochte windenergiesystemen. Hiervoor is een rekenprogramma ontwikkeld, opgezet in een spreadsheet, dat aansluit op de in deze studie te onderzoeken variabelen.

Voor zowel particulier- als nutsbeheer wordt in deze studie de Interne RenteVoet (IRV) voor belasting als maat voor de rentabiliteit gehanteerd. De IRV is een economische maatstaf, die bij investeringsbeslissingen een belangrijke rol speelt. Hiermee wordt de relatie weergegeven tussen de investering enerzijds en de jaarlijkse kasstromen anderzijds.

De jaarlijkse kasstroom is de representatie van de door de investering in het windenergiesysteem gewijzigde inkomsten- en uitgavenstromen. De IRV wordt berekend door de kasstromen, die door de investering worden gegenereerd gedurende de zichtperiode, met een zodanig percentage (de IRV) te verdisconteren, dat de som van deze kasstromen gelijk is aan de investering. Voor een mathematische uitwerking wordt verwezen naar Bijlage 4.

Naast de IRV worden in de praktijk ook andere economische maatstaven gehanteerd, zoals de terugverdientijd en netto-constante-waarde. Aangezien de IRV in de praktijk als criterium veel wordt gebruikt en deze ook in de modellen GEIN en KNIE wordt bepaald, is hier eveneens gekozen voor de berekening van de IRV als economische maatstaf.

Daarnaast is voor de situatie, waarin het windenergiesysteem door een particulier of distributiebedrijf wordt beheerd, berekend wat de kosten van de met het windenergiesysteem geproduceerde elektriciteit (in ct/kWh) zijn. Deze vergelijking tussen produktiekosten en inkoopkosten per kWh kan bij nutsbeheer, naast de IRV, eveneens als criterium voor de investeringsbeslissing worden gehanteerd.

In lijn met de opzet van het spreadsheet genereert het programma een volledige berekeningsgang. Een volledige beschrijving van de berekeningsgang met een getallenvoorbeeld is in Bijlage 4 opgenomen. De jaarlijkse kasstroom wordt gevormd door de opbrengst van de geproduceerde elektriciteit verminderd met de exploitatiekosten.

2.5. Conclusie modelopzet

Door het project ERWIN is er programmatuur beschikbaar gekomen, waarmee met een maximale vrijheid t.a.v. de uitgangspunten de rentabiliteit van windenergiesystemen kan worden bepaald.

In het model kunnen door de gebruiker de volgende variabelen worden gewijzigd:

1. **Molentype:** 16, 25, 34 en 45 meter rotordiameter
2. **Startjaar** rentabiliteitsberekening 1990 voor de wondturbines met 16 en 25 meter rotordiameter, 2000 voor alle vier typen.
3. **Configuratie**
   a. solitaire opstelling
   b. 10 stuks in lijn- of carré-opstelling
   c. 40 stuks in lijn- of carré-opstelling
4. **Lokatie**
   a. kuststreek (V_{10}=6 m/s, z=0,03 m)
   b. windrijke lokatie zonder obstakels (V_{10}=5,5 m/s, z=0,03 m)
   c. windrijke lokatie met obstakels (V_{10}=5,5 m/s, z=0,25 m)
5. **Elektriciteitsinkoopprijzen**, gebaseerd op een combinatie van de mogelijkheden van zowel brandstofprijsniveau (Hoog, midden en laag) als samenstelling van het openbare elektriciteitsproduktiepark (Kolen, Gas en Kern)
6. **Toeslag** op de vergoeding voor geleverde elektriciteit
7. **Investeringspremies**
8. **Korting** op de exploitatiekosten
8. **Zichtperiode van** 10, 15 of 20 jaar in combinatie met het rentepercentage
9. **Correctie** op de windsnelheid en opbrengstfactor

De in de programmatuur opgenomen berekeningsmethodiek, ondersteund door databases voor zowel de gegevens over de windenergiesystemen als de diverse energieprijsniveaus, geeft de mogelijkheid berekeningen uit te voeren voor beleidsonderbouwing. In de volgende twee hoofdstukken zal een eerste set berekeningsresultaten worden gepresenteerd, die met dit rekenmodel zijn uitgevoerd. Het betreft een

eerste analyse van geïsoleerde effecten, welke door het Ministerie van Economische Zaken bij de beleidsmatige ondersteuning van het Integraal Programma Windenergie in de beschouwing kan worden betrokken. De richting en de hoogte van de effecten ten gevolge van wijzigingen in factoren - die in hoge mate bepalend zijn voor de rentabiliteit - worden daartoe gekwantificeerd.

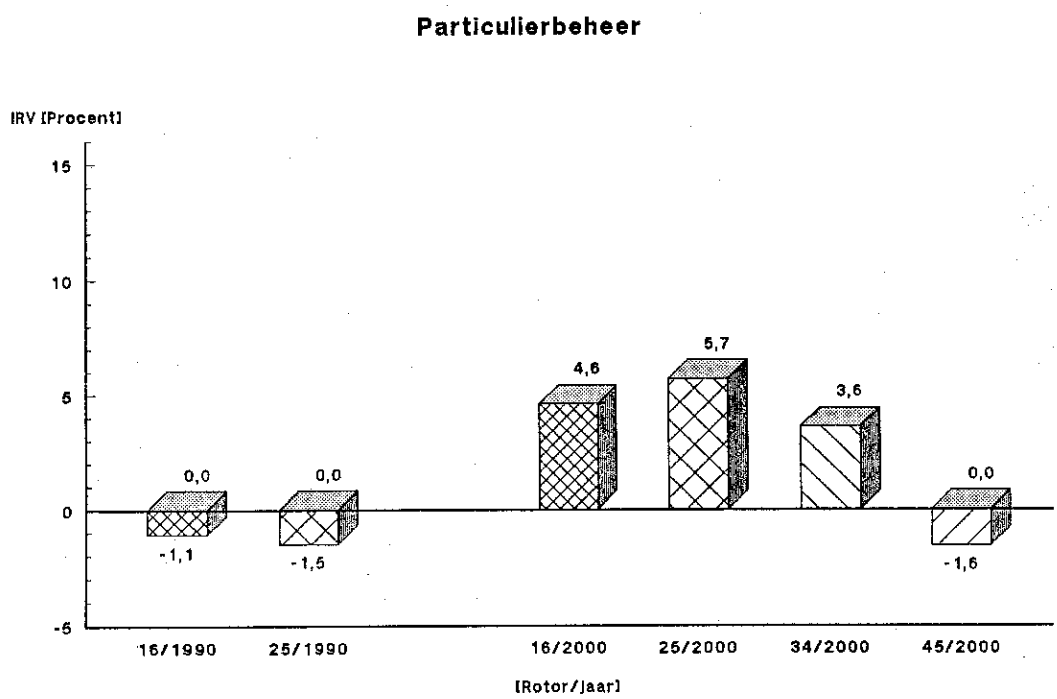
3. RENTABILITEIT BASE-CASES

Het bepalen van de wijzigingen in de rentabiliteit onder invloed van de vele mogelijke factoren vraagt om een systematische aanpak. Steeds wordt gerefereerd aan zogenaamde base-cases als uitgangspunt voor het berekenen van varianten. Gezien het belang van de base-case is grote aandacht besteed aan het formuleren van de uitgangspunten. Evenwel moet worden benadrukt, dat de base-case alleen dient als referentie voor de analyse van de mutaties, die de berekende varianten veroorzaken.

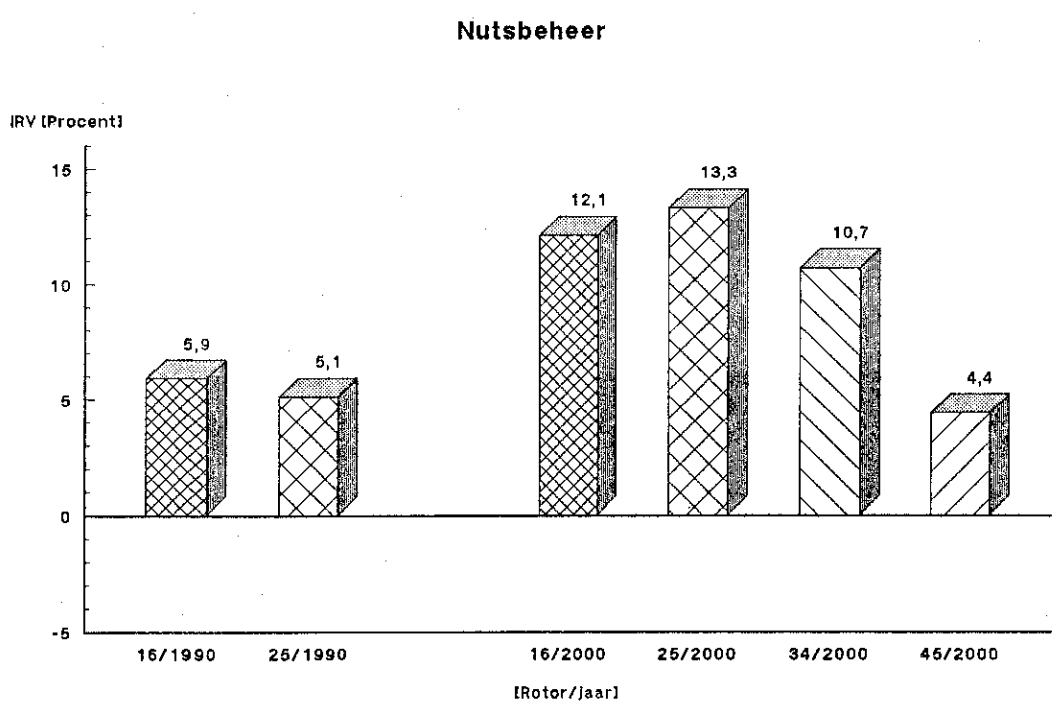
Uit de mogelijke zestig combinaties en twee startjaren is een keuze gemaakt voor 6 base-cases. De gehanteerde uitgangspunten zijn in het volgende overzicht opgenomen:

Aantal	10 windturbines
Configuratie	Lijnopstelling
Lokatie	Kust
Investeringen	Uitgedrukt in guldens 1987
Investeringspremie	0 procent
Startjaar	1990 voor de turbines 16 en 25 meter
	2000 voor alle vier typen
Zichtperiode/	
Afschrijving	15 jaar
Rente	5 procent reëel
Restwaarde	Nihil
Energieprijzen	Prijzen vlgs. NEV-1988; Midden variant
Elektriciteit	Parkopbouw vlgs. NEV-kolen
Teruglevering	Particulier: 100% tegen tarief ongegarandeerde TL

Voor de situatie van nutsbeheer is een rentevoet van 5% reëel gehanteerd. Dit wordt ingezet bij de bepaling van de jaarlijkse kapitaalslasten en daarmee de kosten van de geproduceerde elektriciteit.



Figuur 3.1.1.: IRV base-cases



Figuur 3.1.2.: IRV base-cases

3.1. Resultaten base-cases

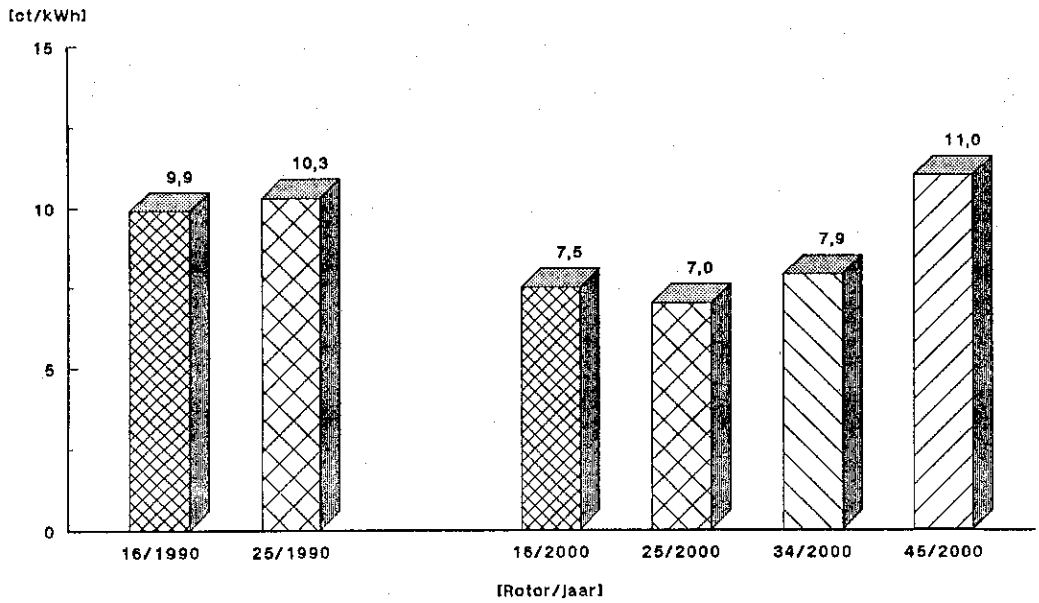
In de Figuren 3.1.1 en 3.1.2 zijn de berekeningsresultaten voor de base-cases van de IRV voor particulier- en nutsbeheer opgenomen. In Bijlage 5 zijn de volledige berekeningsresultaten in tabelvorm opgenomen.

Voor de situatie van particulierbeheer dient bedacht te worden, dat hierbij is uitgegaan van volledige teruglevering van alle geproduceerde elektriciteit aan het openbare net. In de praktijk is voor de onderzochte windenergiesystemen dit nagenoeg altijd het geval. Alleen de 16 meter en eventueel de 25 meter windturbine in solitaire opstelling is qua vermogen geschikt om bij een particulier geplaatst te worden voor de dekking van de eigen elektriciteitsbehoefte. Daarnaast is de terugleververergoeding volgens het tarief TL-laag (ongegarandeerde teruglevering) als uitgangspunt gehanteerd. In de praktijk worden reeds hogere vergoedingen gerealiseerd.

Voor beide situaties kan voor de onderzochte windenergiesystemen worden afgeleid, dat de onderlinge verschillen in de rentabiliteit een overeenkomstig verloop heeft als van de investeringen volgens Figuur 2.2.1.

Voor particulierbeheer is de IRV voor alle base-cases in het jaar 1990 bij de veronderstelde uitgangspunten negatief. Bij nutsbeheer is in de base-case sprake van een IRV van ca. 6%. Zowel bij particulier- als nutsbeheer vertoont de IRV in het jaar 2000 een aanzienlijk positiever beeld. Voor nutsbeheer wordt hierbij als hoogste waarde een IRV-waarde van ca. 13 procent aangetroffen voor het windenergiesysteem met 25 meter windturbines.

In Figuur 3.1.3 zijn de produktiekosten van elektriciteit met windenergie voor elk van de base-cases uitgezet. Deze variëren in het jaar 2000 van 7,0 ct/kWh voor de meest gunstige optie (25 meter) tot 11,0 ct/kWh voor de 45 meter turbines.



Figuur 3.1.3.: EL-produktie prijs base-cases

ERWIN

Als deze worden vergeleken met de elektriciteitsprijzen volgens het RBT-wind voor middenspanning, dan kan worden geconstateerd, dat voor drie windenergiesystemen de opwekkosten lager zijn dan de inkoopkosten, voor elektriciteitsdistributiebedrijven, ongeacht de samenstelling van het conventionele elektriciteits park.

De kosten van de 45 meter windturbine liggen dicht in de buurt van het Kolen-park (9,5-11,4 ct/kWh, afhankelijk van het brandstofprijsscenario), en ligt iets hoger dan de kosten in de Kern-variant. De opwekkosten van deze opties zijn beduidend lager dan de inkoopelektriciteitsprijzen van de Gas-variant.

4. VARIANTEN

In het voorgaande hoofdstuk zijn de resultaten van de rentabiliteitsberekeningen voor de base-cases weergegeven. In de praktijk zijn er echter afwijkende situaties en randvoorwaarden van toepassing, welke de rentabiliteit beïnvloeden. In de base-case is bijvoorbeeld uitgegaan van de situatie, waarbij geen rekening is gehouden met de mogelijkheid van het verkrijgen van investeringspremies.

In dit hoofdstuk zal de invloed op de rentabiliteit van afzonderlijke factoren worden bepaald en geanalyseerd, aangevuld met het effect door variatie in de zichtperiode/afschrijving.

De varianten zijn in zes groepen in te delen, waarbij de parameters als volgt zijn gevarieerd.

1. **Configuratie** (Paragraaf 4.1)
   Base-case: 10 stuks in lijn opgesteld
   Varianten:
   a. solitaire opstelling
   b. 10 stuks in carré-opstelling
   c. 40 stuks in lijnopstelling
   d. 40 stuks in carré-opstelling

2. **Lokatie** (Paragraaf 4.2)
   Base-case: kuststreek (V_{10}=6 m/s, z=0,03 m)
   Varianten:
   a. windrijke lokatie zonder obstakels (V_{10}=5,5 m/s, z=0,03 m)
   b. windrijke lokatie met obstakels (V_{10}=5,5 m/s, z=0,25 m)

3. **Energieprijzen** (Paragraaf 4.3)
   Een combinatie van de mogelijkheden van zowel brandstofprijsniveau als samenstelling van het openbare elektriciteitsproduktiepark:
   Prijsniveau: Hoog, Midden en Laag
   Elektriciteitspark: Kolen, Gas en Kern

4. **Terugleververqoeding** (Paragraaf 4.4)
   Voor particulierbeheer is een toeslag van 2, 4 en 6 ct/kWh doorgerekend

5. **Investeringen** (Paragraaf 4.5)
   Het effect van investeringspremies van 20, 30 en 40 procent is bepaald

6. **Zichtperiode** (Paragraaf 4.6)
   Base-case: 15 jaar
   Varianten: 10 en 20 jaar

Met de gegevens over de richting en hoogte van de mutatie worden in de volgende paragrafen de effecten geanalyseerd, die een variant veroorzaakt op de rentabiliteit voor de verschillende windenergiesystemen.

Bij de analyse, die leidt tot een gevolgtrekking voor een variant spelen twee belangrijke factoren een rol:
1. De onderlinge verhouding van de investeringshoogte
2. De verschillen in elektriciteitsproduktie bij de configuraties

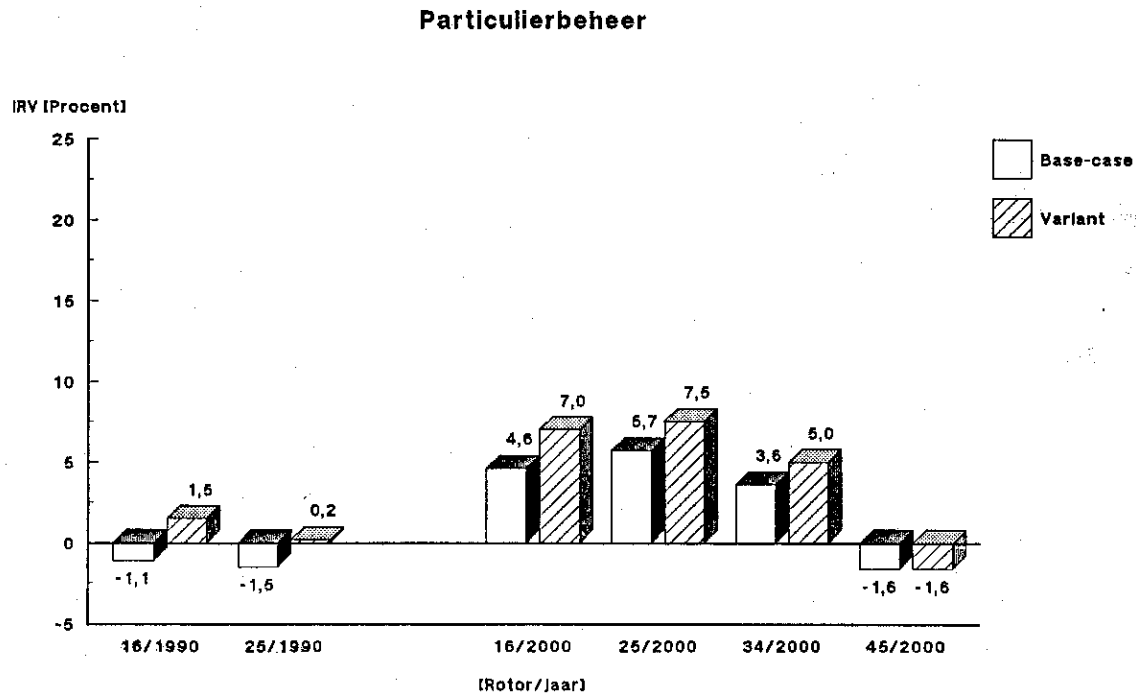
Daartoe is Tabel 4 opgesteld, waarin de prijs/prestatie-verhouding voor de onderzochte windenergiesystemen is weergegeven. Deze verhouding kan worden bepaald door de jaaropbrengst in kWh (Tabel B1.4) te delen door de investeringskosten (Tabel 2.2.1).

Alhoewel ook andere factoren (zoals de exploitatiekosten) invloed hebben op de rentabiliteit, geeft de prijs/prestatie-verhouding een goede indicatie omtrent de onderlinge verschillen in IRV van de verschillende windenergiesystemen.

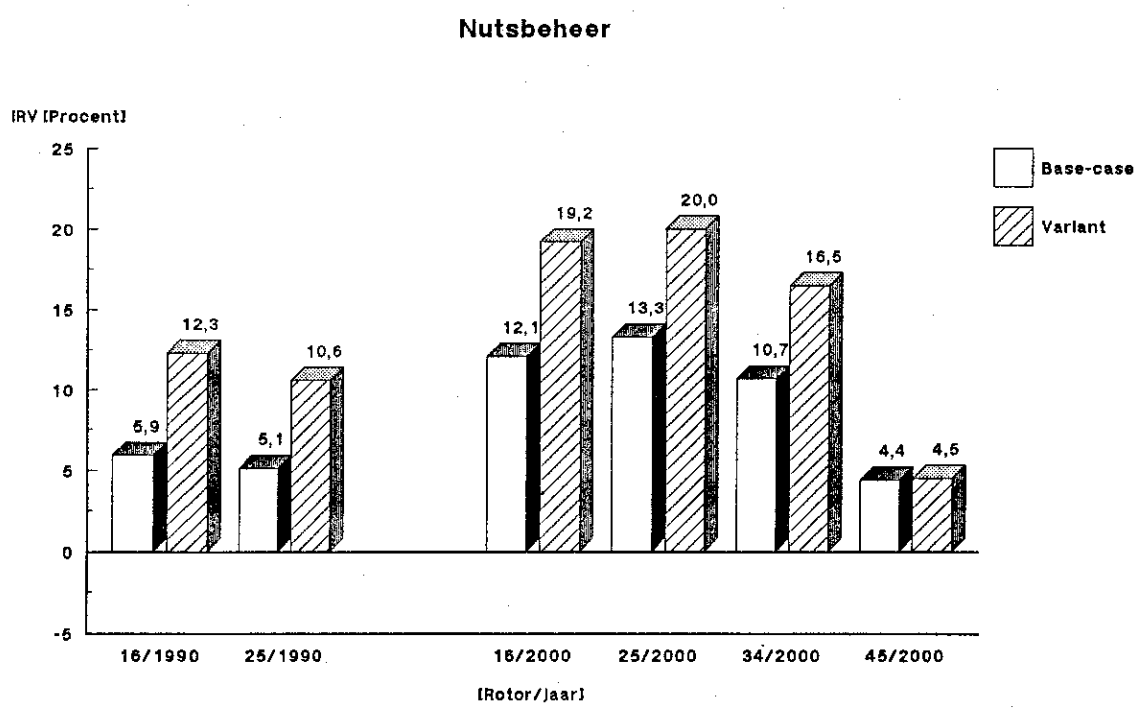
Aantal/configuratie:	1	10/lijn	10/carré	40/lijn	40/carré
Turbine /startjaar	kWh/jaar per gulden investering				
Kust					
16 meter/1990	1,37	1,27	1,21	1,32	1,25
25 meter/1990	1,30	1,21	1,14	1,24	1,18
16 meter/2000	1,78	1,64	1,56	1,70	1,61
25 meter/2000	1,87	1,74	1,65	1,79	1,69
34 meter/2000	1,56	1,46	1,38	1,50	1,42
45 meter/2000	1,05	1,05	0,99	1,07	1,01
Windrijk					
16 meter/1990	1,07	0,99	0,93	1,02	0,97
25 meter/1990	1,00	0,93	0,88	0,96	0,91
16 meter/2000	1,37	1,27	1,20	1,31	1,24
25 meter/2000	1,43	1,33	1,26	1,37	1,29
34 meter/2000	1,21	1,13	1,07	1,16	1,10
45 meter/2000	0,81	0,81	0,77	0,83	0,78
Obstakels					
16 meter/1990	0,93	0,86	0,81	0,89	0,85
25 meter/1990	0,89	0,83	0,79	0,86	0,81
16 meter/2000	1,21	1,12	1,06	1,16	1,10
25 meter/2000	1,28	1,18	1,12	1,22	1,15
34 meter/2000	1,13	1,05	1,00	1,08	1,02
45 meter/2000	0,81	0,81	0,77	0,83	0,78

Tabel 4.: Prijs/prestatie-verhouding

In Paragraaf 4.7 wordt vervolgens de mogelijkheid voor het het combineren van varianten aangegeven en het resultaat van een combinatie grafisch weergegeven.



Figuur 4.1.1a.: Mutatie IRV
Configuratie: n=1



Figuur 4.1.1b.: Mutatie IRV
Configuratie: n=1

4.1. Configuratie

Voor de base-case is gekozen voor de opstelling van een windenergiesysteem, bestaande uit 10 windturbines, geplaatst in lijnopstelling. Daarnaast is onderzocht wat de mutatie in de rentabiliteit is bij de volgende vier configuraties:

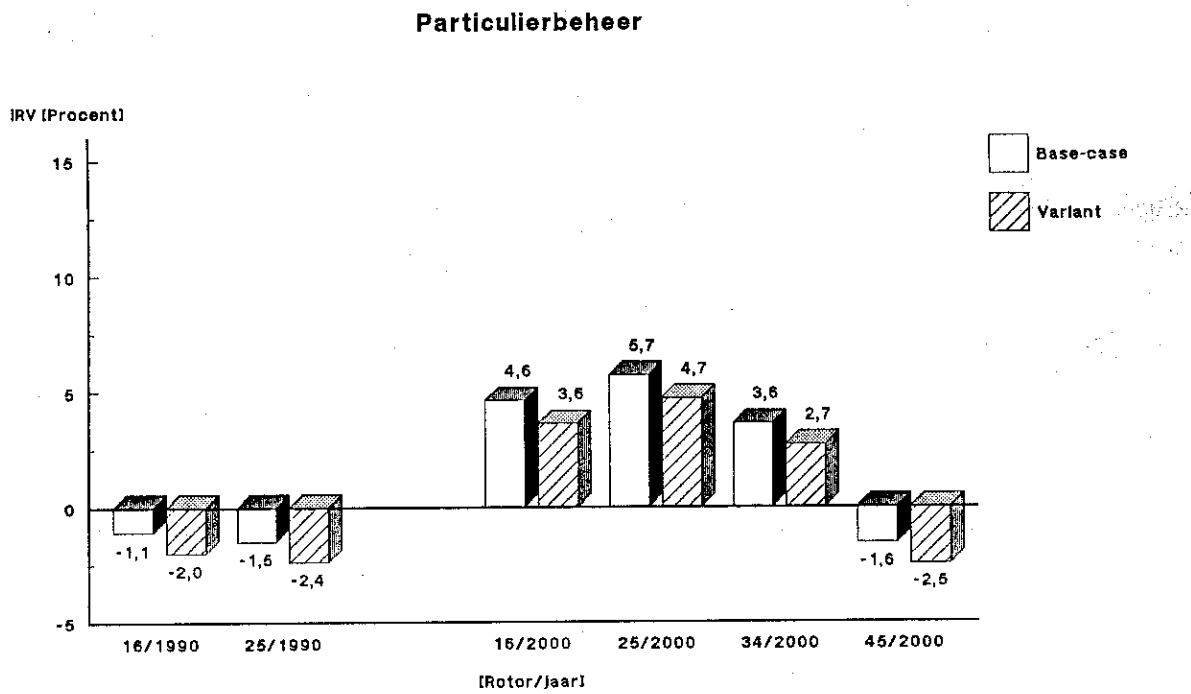
a. Solitaire opstelling
b. 10 windturbines in carré-opstelling
c. 40 windturbines in lijnopstelling
d. 40 windturbines in carré-opstelling

In de Figuren 4.1.1 t/m 4.1.4a en b (voor respectievelijk particulier- en nutsbeheer) zijn de resultaten van de berekeningen weergegeven tesamen met de IRV-waarden van de base-case. In Tabel 4.1 zijn de waarden in tabelvorm vermeld, waarbij tevens de kostprijs van de opgewekte elektriciteit is opgenomen.

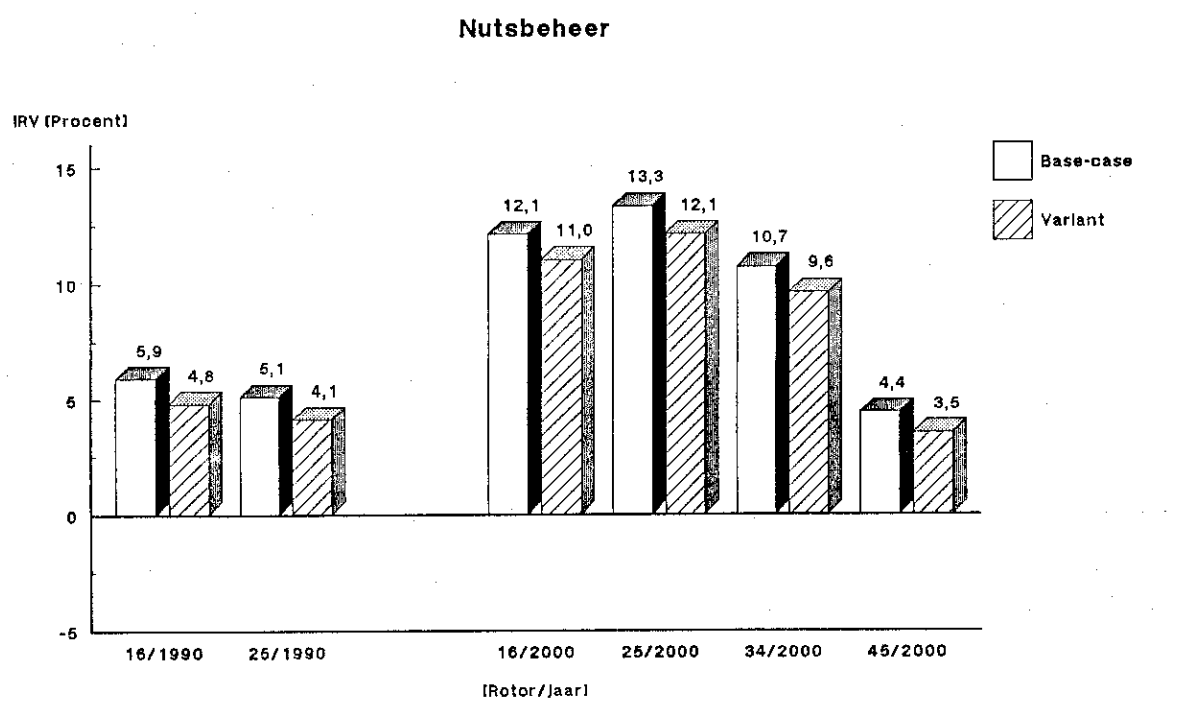
De volgende effecten treden voor de varianten op:

Solitaire opstelling
Voor solitair opgestelde windturbines worden (met uitzondering van de 45 meter windturbine) hogere waarden voor de IRV berekend, dan die van de base-cases (n=10 in lijn). Voor particulierbeheer varieert deze toename van 1,4 tot 2,6%. Dit wordt veroorzaakt door de gunstiger prijs/prestatieverhouding voor solitaire windturbines, zoals aangegeven in Tabel 4.

In de situatie van nutsbeheer treedt er een tweede gunstig effect op: voor solitaire windturbines (m.u.v. de 45 meter turbine) geldt een gunstiger prijsstelling voor elektriciteit dan voor de parken in de base-cases, omdat het geïnstalleerde vermogen per systeem kleiner dan 600 kWe wordt. De geproduceerde elektriciteit wordt dan verrekend tegen het RBT-wind tarief laagspanning, dat deze 2,2 ct/kWh hoger ligt dan het middenspanningstarief. Hierdoor neemt de IRV voor de varianten in nutsbeheer toe met 5 à 7%.



Figuur 4.1.2a.: Mutatie IRV
Conf: n=10; carre



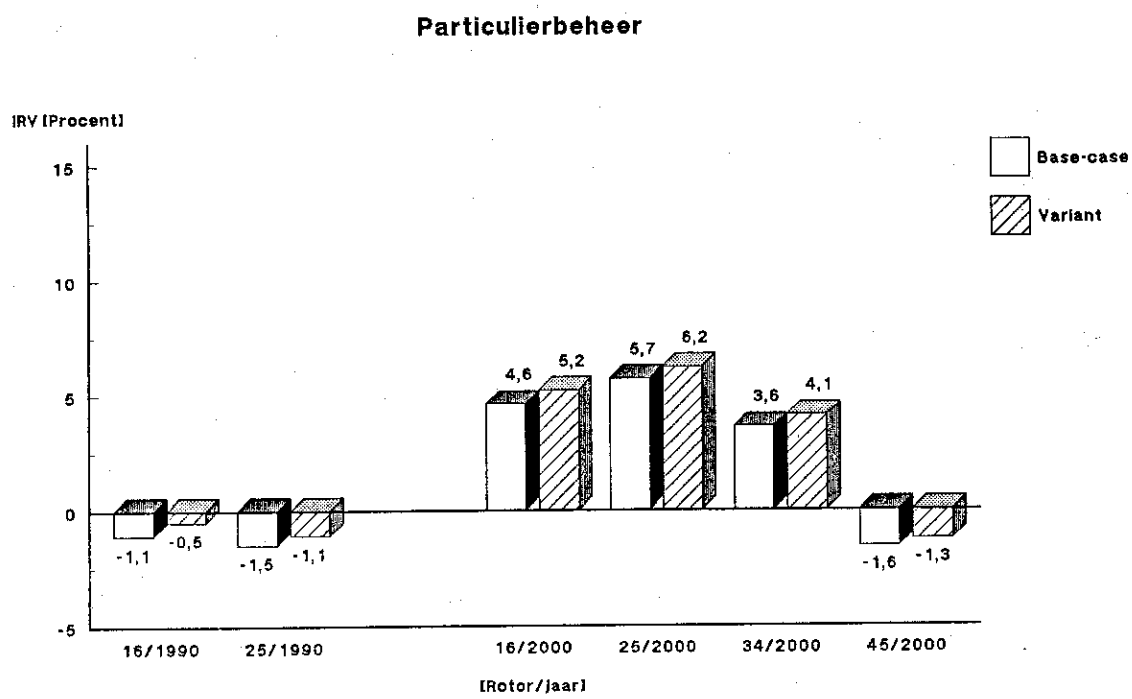
Figuur 4.1.2b.: Mutatie IRV
Conf: n=10; carre

Enige uitzondering op dit algemene beeld vormt de 45 meter windturbine met een geïnstalleerd vermogen van 1 MWe. De prijs/prestatieverhouding van een solitaire turbine is in dit geval gelijk aan die in de base-case. Bovendien valt de solitaire turbine in nutsbeheer hier niet in het gunstiger laagspanningstarief. Daardoor is er geen toename van de IRV in deze situatie.

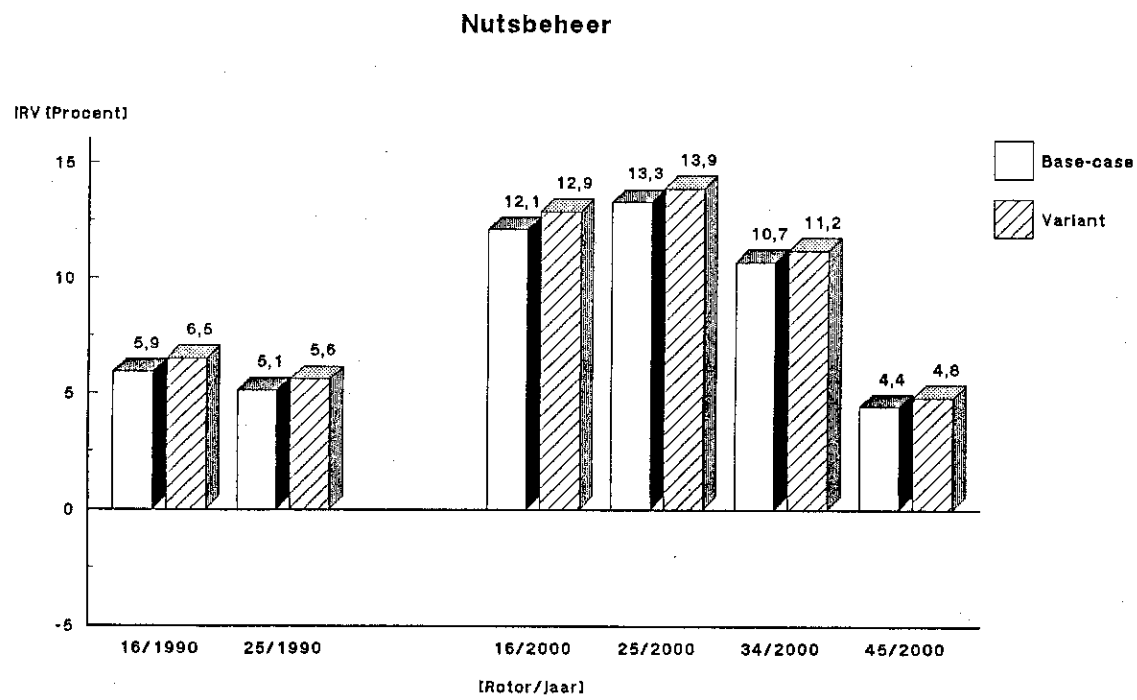
Met betrekking tot de relatief hoge IRV-waarden voor de kleine en middelgrote turbines in nutsbeheer moet bedacht worden, dat de daarbij gehanteerde gunstiger uitgangspunten voor solitaire windturbines (o.a.: geen beheerskosten) in het algemeen niet zullen overeenkomen met de praktijksituatie bij nutsbeheer.

10 turbines in carré-opstelling

De 10 turbines in carré-opstelling (Figuur 4.1.2a en b) geven een daling van de rentabiliteit met ca. 1 procentpunt ten opzichte van de base-case. Dit wordt veroorzaakt door de daling van de energieopbrengst ten gevolge van het grotere zog-effect ten opzichte van de lijnopsteling.



Figuur 4.1.3a.: Mutatie IRV
Config: n=40; lijn



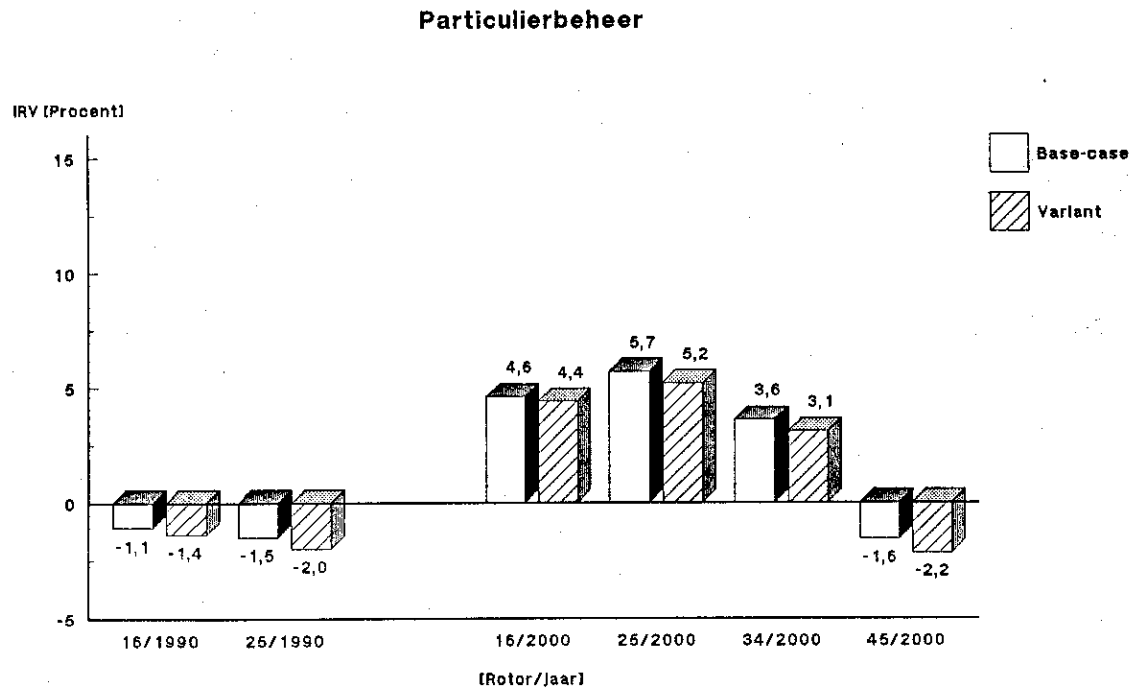
Figuur 4.1.3b.: Mutatie IRV
Config: n=40; lijn

40 turbines in lijnopstelling

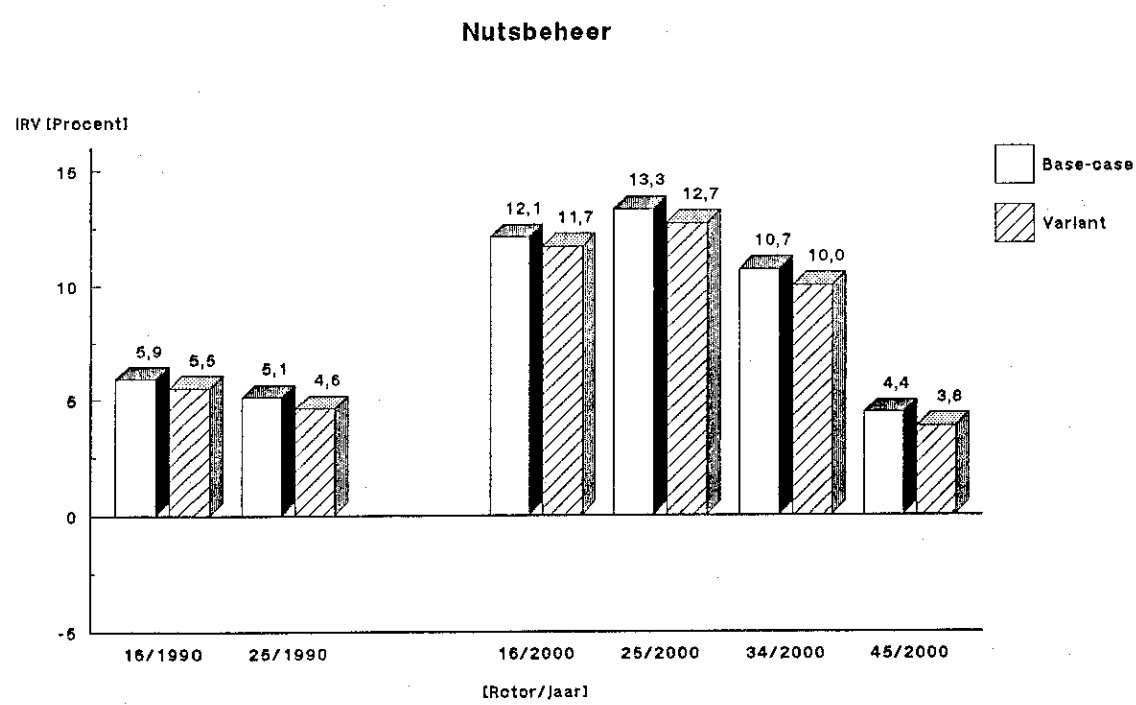
Aangezien voor 40 turbines door schaaleffecten de prijs/prestatie-verhouding gunstiger is dan voor de base-case neemt de IRV voor deze variant in alle gevallen toe. Deze toename varieert van 0,4 tot 0,7 procentpunt.

Turbine/jaar:	16/1990	25/1990	16/2000	25/2000	34/2000	45/2000
			IRV [procent]			
BC-particulier	-1,1	-1,5	4,6	5,7	3,6	-1,6
n=1	1,5	0,2	7,0	7,5	5,0	-1,6
n=10, Carré	-2,0	-2,4	3,6	4,7	2,7	-2,5
n=40, Lijn	-0,5	-1,1	5,2	6,2	4,1	-1,3
n=40, Carré	-1,4	-2,0	4,2	5,2	3,1	-2,2
BC-nutsbeheer	5,9	5,1	12,1	13,3	10,7	4,4
n=1	12,3	10,6	19,2	20,0	16,5	4,5
n=10, Carré	4,8	4,1	11,0	12,1	9,6	3,5
n=40, Lijn	6,5	5,6	12,9	13,9	11,2	4,8
n=40, Carré	5,5	4,6	11,7	12,7	10,0	3,8
			ct/kWh			
Base-case	9,9	10,3	7,5	7,0	7,9	11,0
n=1	8,6	9,4	6,6	6,4	7,3	10,9
n=10, Carré	0,4	10,8	7,9	7,4	8,3	11,6
n=40, Lijn	9,5	10,0	7,2	6,8	7,7	10,7
n=40, Carré	10,0	10,5	7,6	7,2	8,1	11,3

Tabel 4.1.: Interne rentevoet en kWh-prijs
Variant: Configuratie



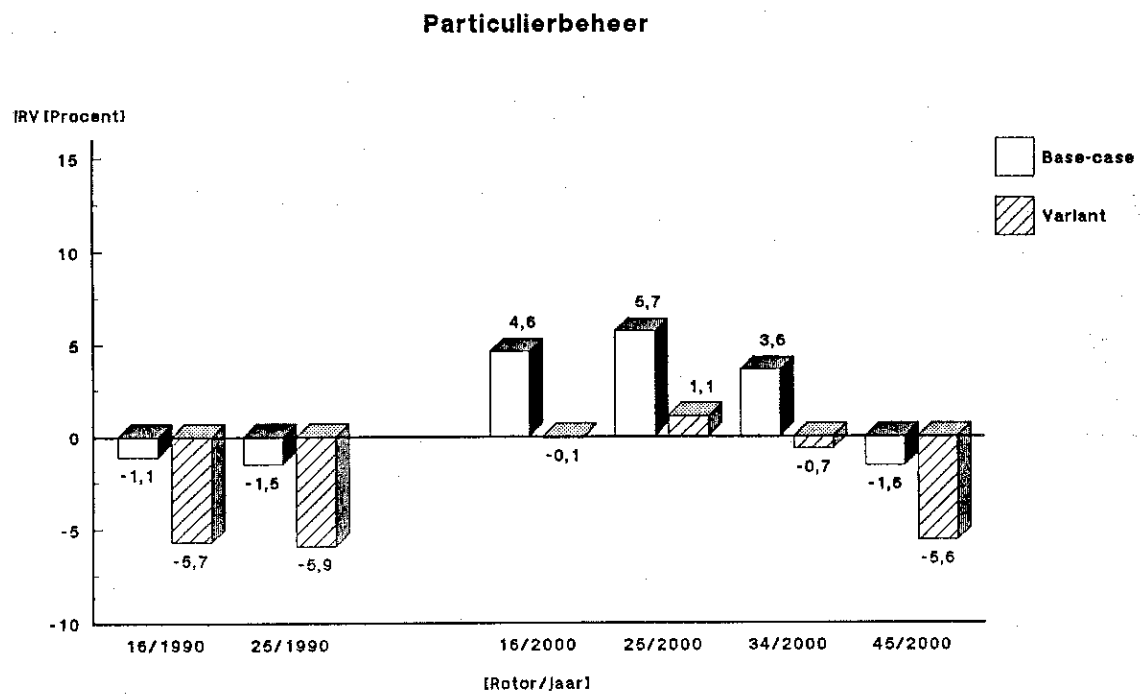
Figuur 4.1.4a.: Mutatie IRV
Conf: n=40; carre



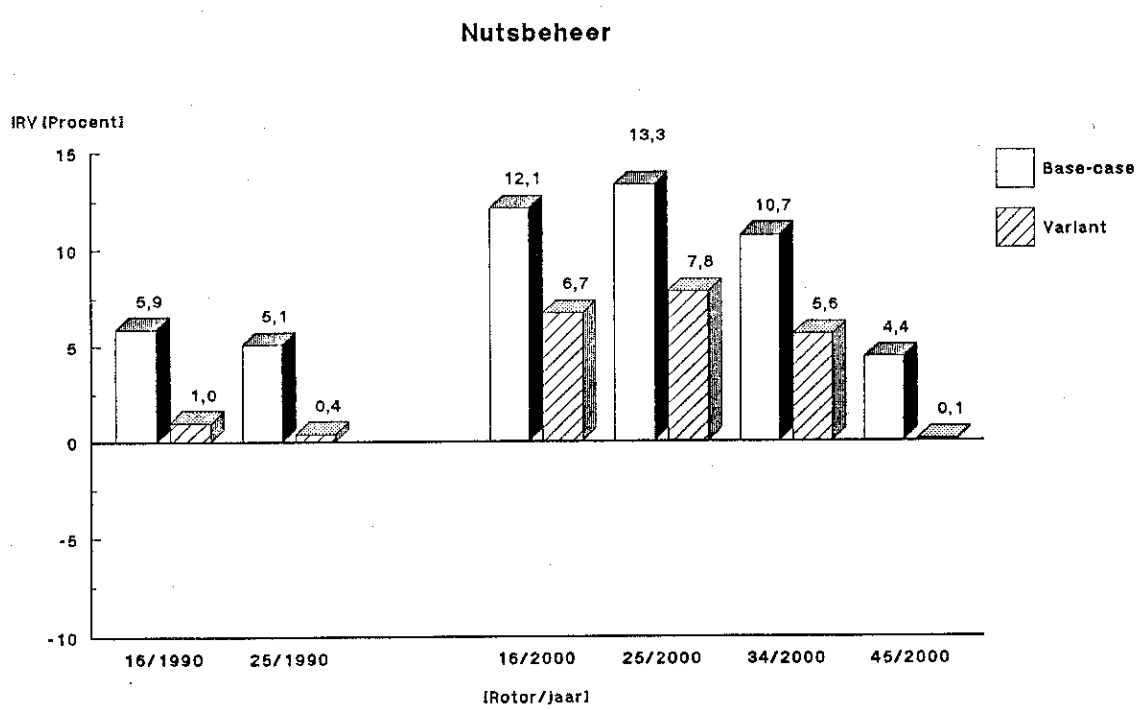
Figuur 4.1.4b.: Mutatie IRV
Conf: n=40; lijn

40 turbines in carré-opstelling

Door vermindering van de energie-opbrengst ten gevolge van het grotere zog-effect neemt de IRV ten opzichte van 40 turbines in lijn met ongeveer 1 procentpunt af. Samen met de verbetering van de IRV ten gevolge van schaaleffecten t.o.v. de base-cases resulteert dit in een lichte daling van de IRV met ongeveer 0,5 procentpunt.



Figuur 4.2.1a.: Mutatie IRV
Lokatie: Windrijk



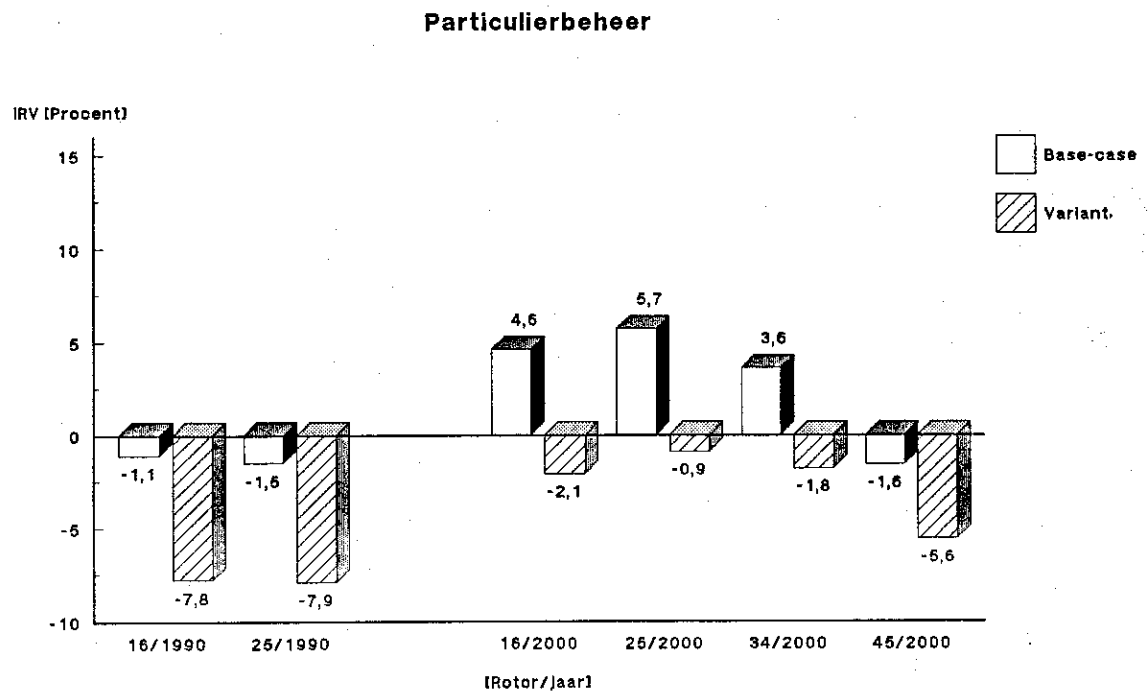
Figuur 4.2.1b.: Mutatie IRV
Lokatie: Windrijk

4.2. Lokatie

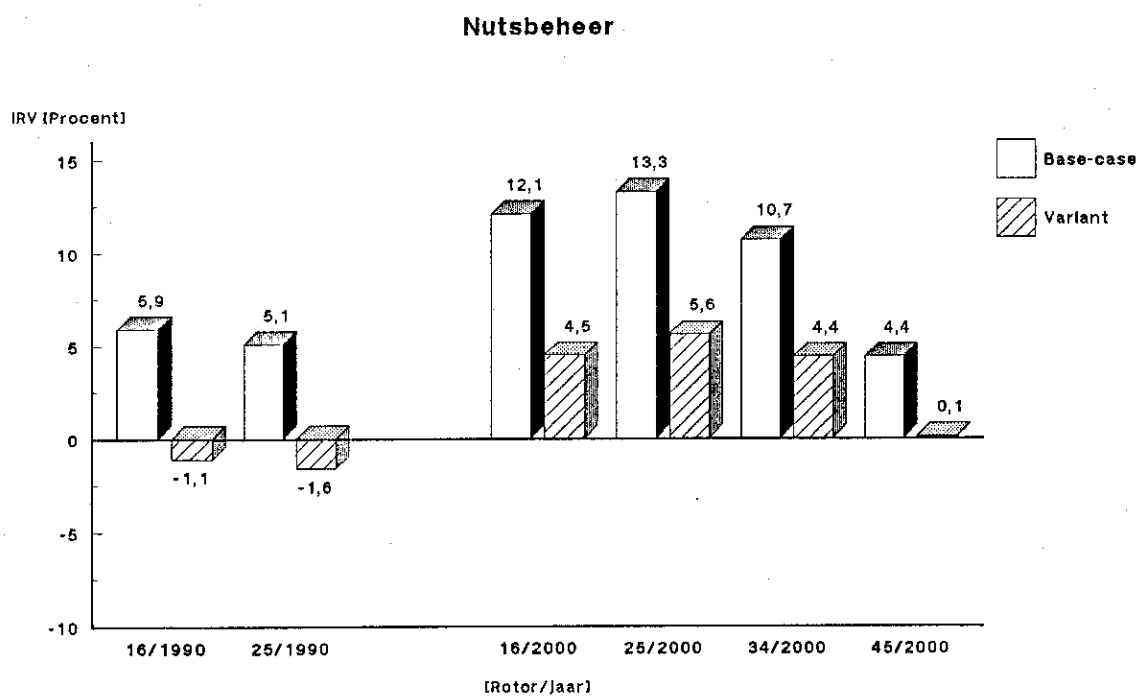
In de base-case is uitgegaan van plaatsing van de windturbines aan de kust (V_{10}=6,0 m/s, ruwheidshoogte (z)=0,03 m). In een tweetal varianten is het effect op de IRV onderzocht van plaatsing meer landinwaarts. Voor de "windrijke" lokatie is uitgegaan van v_{10}=5,5 m/s. Voor de lokatie met "obstakels" is bovendien een ruwheidshoogte van 0,25 m verondersteld. In de Figuren 4.2.1 en 4.2.2a en b zijn de resultaten grafisch weergegeven. In Tabel 4.2 zijn de waarden in tabelvorm vermeld, waarbij tevens de kostprijs van de opgwekte elektriciteits is vermeld.

Turbine/jaar:	16/1990	25/1990	16/2000	25/2000	34/2000	45/2000
			IRV [procent]			
BC-particulier	-1,1	-1,5	4,6	5,7	3,6	-1,6
Windrijk	-5,7	-5,9	-0,1	1,1	-0,7	-5,6
Obstakels	-7,8	-7,9	-2,1	-0,9	-1,8	-5,6
BC-nutsbeheer	5,9	5,1	12,1	13,3	10,7	4,4
Windrijk	1,0	0,4	6,7	7,8	5,6	0,1
Obstakels	-1,1	-1,6	4,5	5,6	4,4	0,1
			ct/kWh			
Base-case	9,9	10,3	7,5	7,0	7,9	11,0
Windrijk	12,8	13,3	9,7	9,1	10,2	14,2
Obstakels	14,4	15,0	10,9	10,3	10,9	14,2

Tabel 4.2.: Interne rentevoet en kWh-prijs
Variant: Lokatie



Figuur 4.2.2a.: Mutatie IRV
Lokatie: Obstakels



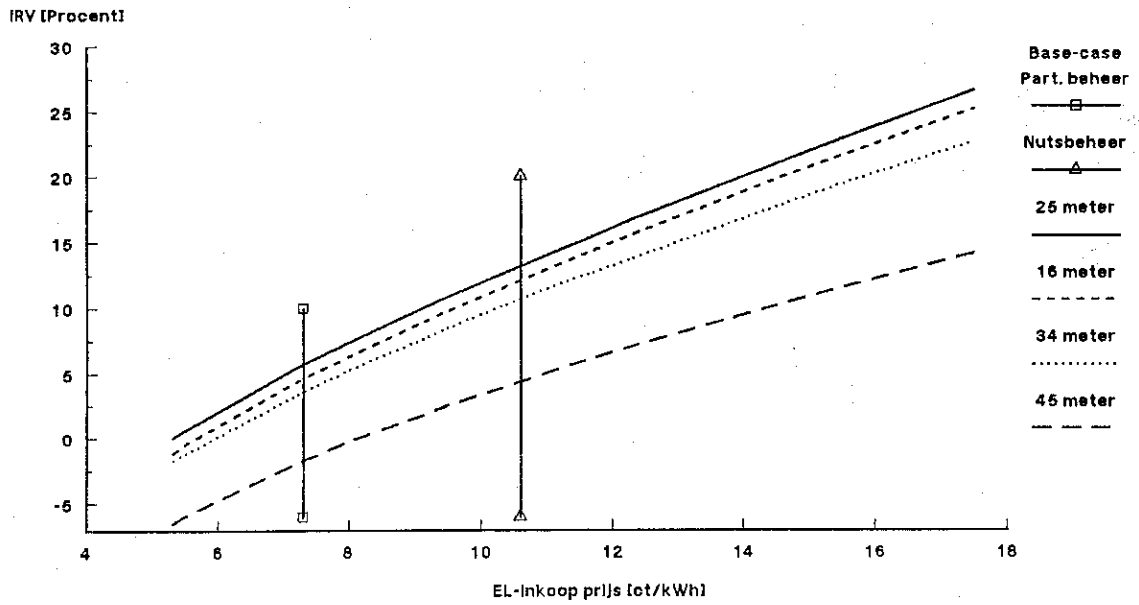
Figuur 4.2.2b.: Mutatie IRV
Lokatie: Obstakels

Aangezien de windsnelheid op ashoogte tot de derde macht doorwerkt in de energie-opbrengst en dus ook in de prijs-prestatieverhouding zal de IRV voor deze varianten belangrijk dalen. Voor de eerste variant bedraagt deze daling 4 à 5 procentpunt, in de tweede variant nog ongeveer 2 procentpunten extra. Uit de resultaten kan verder worden opgemaakt, dat - in overeenstemming met de verwachting - een grotere ruwheidshoogte een sterker negatief effect heeft naarmate de turbine een geringere ashoogte heeft.

Alleen de 45 meter turbine ondervindt geen effect van de vergroting van de ruwheidshoogte. Dit wordt veroorzaakt door het feit, dat de macro-windsnelheid op 60 meter hoogte op basis van de ruwheidshoogte wordt teruggerekend naar de windsnelheid op ashoogte. Voor de opbrengst van een turbine met een ashoogte van 60 meter heeft deze correctie dus geen gevolgen.

Het resultaat van plaatsing meer landinwaarts is, dat bij de gehanteerde uitgangspunten de IRV-waarde voor alle cases in particulierbeheer negatief wordt. Bij nutsbeheer blijft de IRV in het jaar 2000 positief, maar daalt duidelijk onder de 10 procent.

Windenergiesystemen 2000



Figuur 4.3.1.: Interne rentevoet als functie van EL-inkoopprijs

ERWIN

4.3. Energieprijzen

Zoals in Paragraaf 2.3 is uiteengezet, is met de energieprijsveronderstellingen uit de NEV88 de rentabiliteit berekend. In de base-cases is uitgegaan van het scenario "Midden-Kolen".

Voor de varianten zijn alle overige combinaties van de energieprijzen Hoog, Midden en Laag met de parksamenstellingen Kolen, Gas en Kern doorgerekend. Voor elke combinatie leidt dit tot een elektriciteitsinkoopprijs voor de situaties van particulierbeheer (Teruglevering TL-laag) en nutsbeheer (RBT-wind). De berekeningsresultaten zijn in Tabel 4.3 opgenomen.

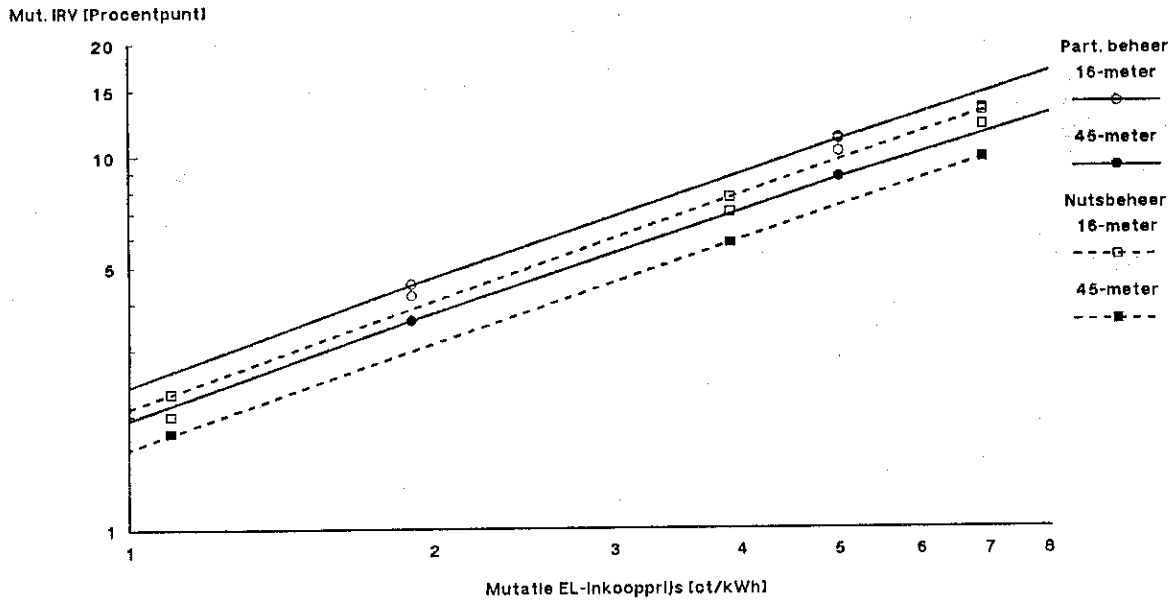
Voor het Midden-scenario levert de Gas variant een ca. 10 procentpunten hogere IRV, en de Kern variant een 2 tot 5 procentpunten lagere IRV op dan de Kolen variant. Deze verschillen worden geheel veroorzaakt door de verschillen in opwekkingskosten van elektriciteit voor de verschillende varianten ten gevolge van een ander produktiepark.

De verschillen tussen de scenario's Laag, Midden en Hoog worden hoofdzakelijk veroorzaakt door de uitwerking van de verschillen in brandstofprijzen in de elektriciteitsprijs. Omdat in de 3 brandstofprijsscenario's de prijs voor gas het meest en voor uranium het minst verschillen, is de variatie in de IRV in de hoge Gas-variant het hoogst (ca. 13 procentpunten verschil in het jaar 2000 tussen Laag en Hoog), terwijl deze in de Kern-variant gering is.

Meer algemeen kunnen de in de energieprijsscenario's gehanteerde teruglevertarieven en inkoopprijzen voor elektriciteit ook worden vertaald in een relatie tussen de elektriciteitsprijs en de IRV. De uitkomsten zijn weergegeven in Figuur 4.3.1, waarin de in de base-case geldende elektriciteitsinkoopprijzen voor particulier- en nutsbeheer met een verticale lijn zijn aangegeven.

Uit de grafiek is ook af te leiden, dat voor alle cases een zelfde mutatie in de elektriciteitsprijs vrijwel gelijke mutatie in procentpunten in de IRV in procentpunten betekent.

Windenergiesystemen 2000



Figuur 4.3.2.: Mutatie IRV
EL-inkoopprijs

ERWIN

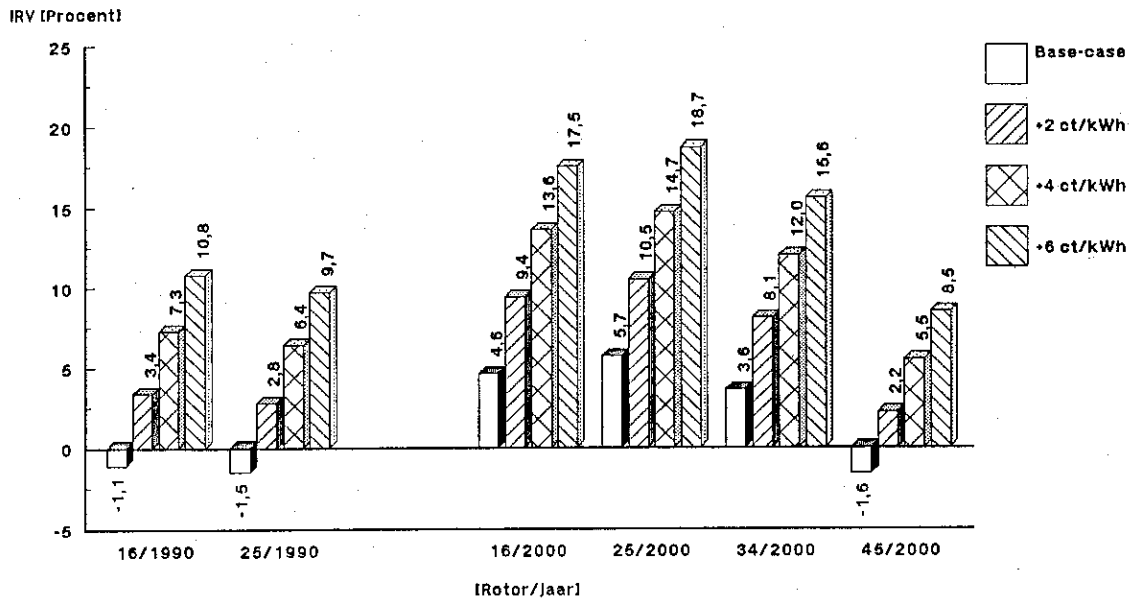
Figuur 4.3.1 laat eveneens zien, dat een evengrote mutatie in absolute zin bij een hogere elektriciteitsprijs een enigszins lager effect sorteert op de IRV, dan bij een lagere inkoopprijs. Dit betekent, dat een zelfde mutatie op de terugleververqoeding voor de IRV bij particulierbeheer iets gunstiger is dan bij nutsbeheer.

Figuur 4.3.2 laat dit eveneens zien. Daarnaast kan uit deze figuur direct worden afgelezen, dat een mutatie op de elektriciteitsinkoopprijs van 1 ct/kWh een verandering van de IRV van ruim 2 procentpunten betekent voor particulierbeheer, en ca. 2 procentpunten voor nutsbeheer. Bovendien laat de figuur zien, dat de verbetering van de IRV van 16 meter turbines telkens ca. 0,5 procentpunt hoger is dan voor 45 meter windturbines.

Turbine/jaar:	16/1990	25/1990	16/2000	25/2000	34/2000	45/2000
Prijs /park			IRV [procent]			
BC-particulier	-1,1	-1,5	4,6	5,7	3,6	-1,6
Laag /Kolen	-2,1	-2,5	4,4	5,5	3,4	-1,9
Hoog /Kolen	0,3	-0,2	6,3	7,4	5,3	-0,2
Laag /Gas	0,7	0,2	9,1	10,2	7,8	2,0
Midden/Gas	6,1	5,3	15,6	16,8	13,8	7,1
Hoog /Gas	10,7	9,7	21,8	23,1	19,6	11,7
Laag /Kern	-4,4	-4,7	-1,1	0,1	-1,7	-6,5
Midden/Kern	-3,4	-3,8	-0,4	0,7	-1,1	-5,9
Hoog /Kern	-3,3	-3,7	-1,1	0,1	-1,7	-6,5
BC-nutsbeheer	5,9	5,1	12,1	13,3	10,7	4,4
Laag /Kolen	4,7	4,0	11,5	12,6	10,1	3,9
Hoog /Kolen	7,1	6,2	13,8	14,9	12,2	5,7
Laag /Gas	6,2	5,4	14,4	15,6	12,7	6,2
Midden/Gas	10,2	9,2	19,8	21,0	17,7	10,2
Hoog /Gas	14,0	12,8	25,2	26,6	22,7	14,2
Laag /Kern	4,2	3,5	8,9	10,0	7,6	1,8
Midden/Kern	5,1	4,3	9,6	10,7	8,3	2,4
Hoog /Kern	5,8	5,0	9,8	10,9	8,5	2,6

Tabel 4.3.: Interne rentevoet
Variant: Energieprijzen

Particulierbeheer



Figuur 4.4.: Mutatie IRV
Toeslag TL

ERWIN

4.4. Terugleververergoeding

Voor de situatie van particulierbeheer is uitgegaan van een vergoeding voor de teruggeleverde elektriciteit TL-laag, die is afgeleid van de huidige regeling voor teruglevering uit ongegarandeerd vermogen. Onderzocht is welke mutatie een "toeslag" op de terugleverver-goeding van 2, 4 en 6 ct/kWh veroorzaakt op de IRV-waarden van de base-case. De resultaten stemmen vanzelfsprekend overeen met de berekeningen in Paragraaf 4.3. In Tabel 4.4 staan de berekende waarden vermeld.

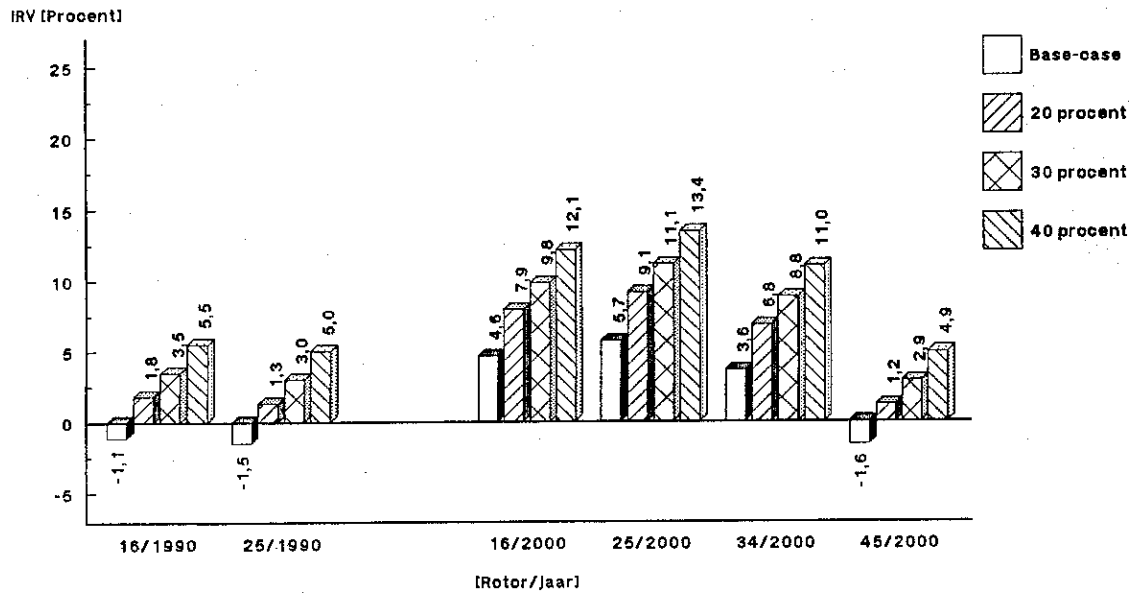
Turbine/jaar:	16/1990	25/1990	16/2000	25/2000	34/2000	45/2000
			IRV [procent]			
Base-case	-1,1	-1,5	4,6	5,7	3,6	-1,6
+2 ct/kWh	3,4	2,8	9,4	10,5	8,1	2,2
+4 ct/kWh	7,3	6,4	13,6	14,7	12,0	5,5
+6 ct/kWh	10,8	9,7	17,5	18,7	15,6	8,5

Tabel 4.4.: Interne rentevoet Particulierbeheer
Variant: Toeslag terugleververergoeding

In Figuur 4.4 zijn de berekeningsresultaten grafisch weergegeven. De toeslag van 2 ct/kWh leidt tot een verbetering van de rentabiliteit met 4 tot 5 procentpunten. Bij een hogere toeslag wordt de relatieve verbetering enigszins lager met 4 en 3,5 procentpunten voor respectievelijk 4 en 6 ct/kWh toeslag.

Voor de situatie van nutsbeheer is uitgegaan van de besparing op inkoopkosten volgens het RBT-wind (zie Paragraaf 2.3 en Bijlage 3). Of een dergelijk niveau gehaald zal worden, zal nog in de praktijk moeten blijken. Verwacht mag worden, dat in de toekomst na het van kracht worden van de elektriciteitswet de hoogte van de terugleververergoeding voor particulieren, als afspiegeling van de gemiddelde uitgespaarde kosten in de openbare voorziening zal tenderen naar dit niveau RBT-wind. Op dit moment worden in de praktijk door sommige elektriciteitsdistributiebedrijven reeds aanzienlijk hogere terugleververergoedingen aan particulieren verstrekt.

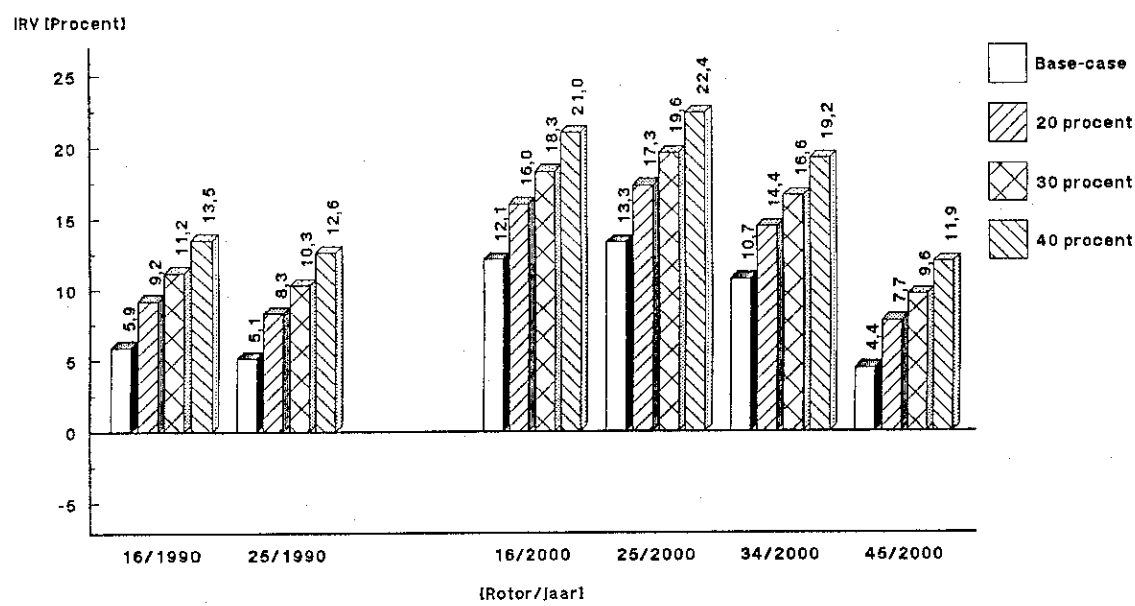
Particulierbeheer



Figuur 4.5a.: Mutatie IRV
Investeringspremies

ERWIN

Nutsbeheer



Figuur 4.5b.: Mutatie IRV
Investeringspremies

ERWIN

4.5. Investeringspremies

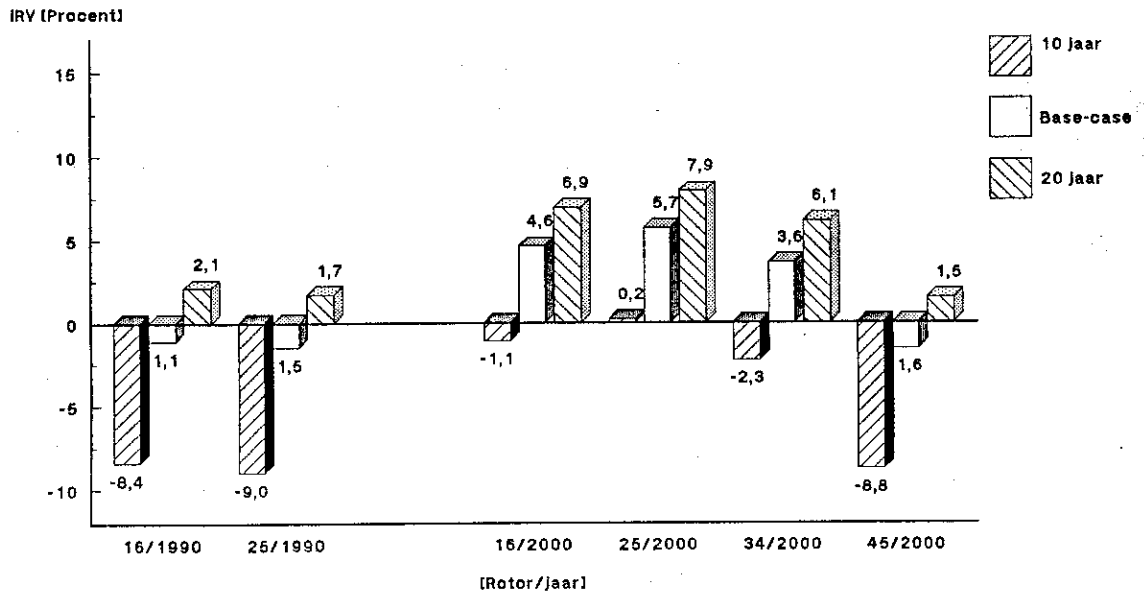
Een investeringspremie is een subsidie of andere bijdrage in de investeringskosten, waarvan is verondersteld, dat deze in het eerste jaar van de ingebruikstelling wordt uitgekeerd. Als varianten op de base-cases (waarin geen investeringspremies worden gegeven) zijn de effecten van een premie van 20%, 30% respectievelijk 40% doorgerekend. De resultaten zijn opgenomen in Tabel 4.5.

Turbine/jaar:	16/1990	25/1990	16/2000	25/2000	34/2000	45/2000
			IRV [procent]			
Base-case	-1,1	-1,5	4,6	5,7	3,6	-1,6
20% premie	1,8	1,3	7,9	9,1	6,8	1,2
30% premie	3,5	3,0	9,8	11,1	8,8	2,9
40% premie	5,5	5,0	12,1	13,4	11,0	4,9
BC-nutsbeheer	5,9	5,1	12,1	13,3	10,7	4,4
20% premie	9,2	8,3	16,0	17,3	14,4	7,7
30% premie	11,2	10,3	18,3	19,6	16,6	9,6
40% premie	13,5	12,6	21,0	22,4	19,2	11,9
			ct/kWh			
Base-case	9,9	10,3	7,5	7,0	7,9	11,0
20% premie	8,4	8,7	6,3	5,9	6,6	9,1
30% premie	7,6	7,9	5,7	5,3	6,0	8,2
40% premie	6,9	7,1	5,1	4,8	5,3	7,3

Tabel 4.5.: Interne rentevoet
Variant: Investeringspremie

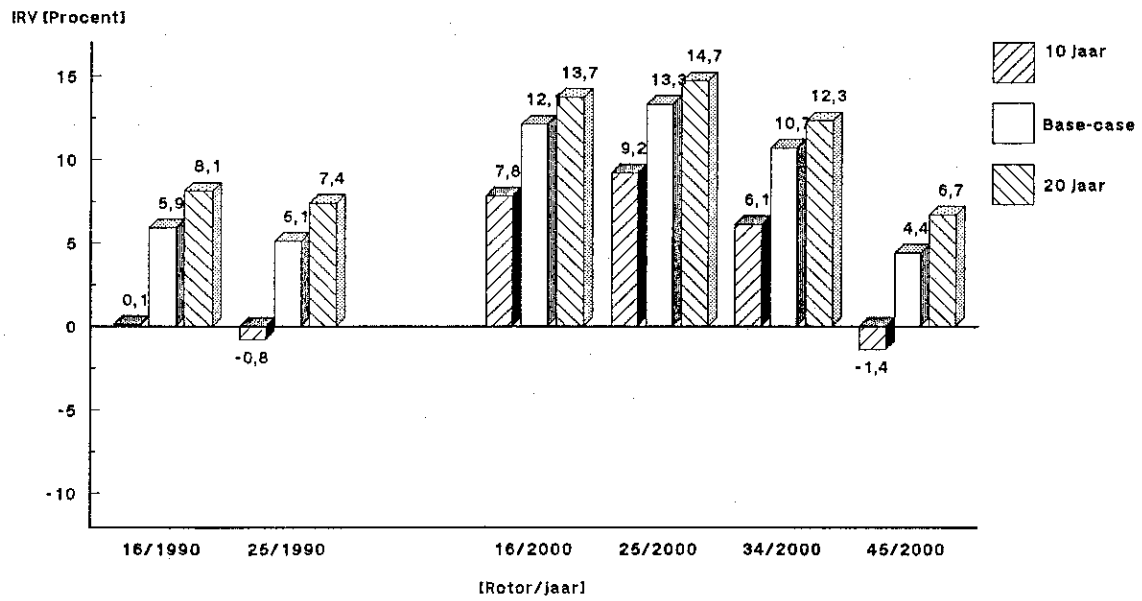
In de Figuren 4.5a en 4.5b zijn de resultaten grafisch weergegeven. Er kan uit worden afgeleid, dat bij een investeringspremie van 20% de IRV met ca. 3 procentpunten verbetert bij zowel particulier- als bij nutsbeheer. Het effect is een fractie gunstiger voor nutsbeheer. Bij verdere verhoging van de investeringspremie neemt de mutatie van de IRV enigszins toe.

Particulierbeheer



Figuur 4.6a.: Mutatie IRV
Zichtperiode

Nutsbeheer



Figuur 4.6b.: Mutatie IRV
Zichtperiode

4.6. Zichtperiode

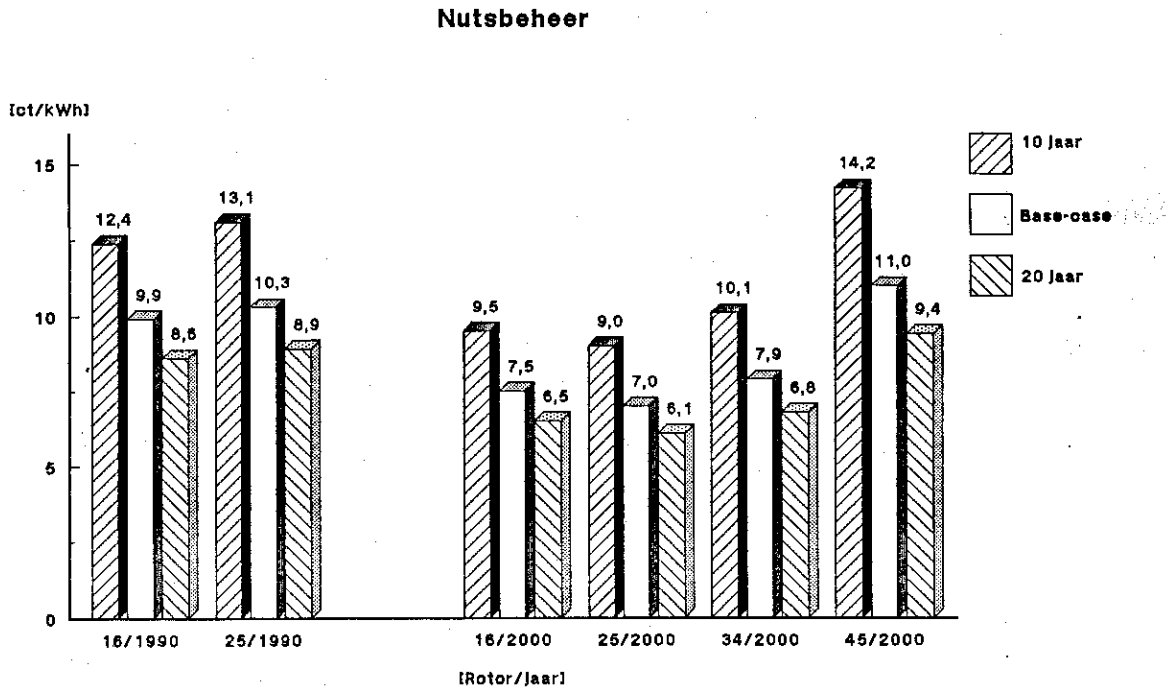
In de base-case is uitgegaan van een zichtperiode of afschrijvingstermijn van 15 jaar. Deze termijn komt overeen met de huidige verwachtingen van de technische levensduur voor windturbines. Het ontwerp van de constructies en de veiligheidsberekeningen worden meestal gebaseerd op een levensduur van 20 jaar.

Als varianten zijn zichtperioden van zowel 10 als 20 jaar opgenomen. In Tabel 4.6 staan de berekende waarden vermeld, waarbij tevens de kostprijs van de opgewekte elektriciteit is opgenomen.

In de Fiuren 4.6a en b is weergegeven, wat de mutaties zijn bij het inzetten van deze varianten. Een verlaging tot 10 jaar veroorzaakt voor de in het jaar 2000 in bedrijf gestelde windenergiesystemen een daling van de IRV met 6 à 7 procentpunten. De windturbines opgesteld in jaar 1990 vertonen een iets grotere mutatie, die veroorzaakt wordt doordat in de kasstroom de hogere inkoopprijs van de elektriciteit (+0,3 ct/kWh) voor de jaren 2000-2004 niet in rekening wordt gebracht. Voor deze periode wordt in het model de prijs ingezet geldend voor het jaar 2010.

Een verlenging tot 20 jaar doet de rentabiliteit voor alle cases in vergelijking met de stijging van 10 naar 15 jaar met slechts 2 procentpunten stijgen. Dit wordt veroorzaakt door de verdiscontering, waarbij het effect van een verdere verlenging van de levensduur steeds kleiner wordt. Uitzondering hierop is het windenergiesysteem met 45 meter windturbines, welke een iets grotere mutatie dan de genoemde 2 procentpunten vertoont.

Door het wijzigen van de zichtperiode treedt geen verandering op in de terugverdientijd. Dit rentabiliteitscriterium vormt echter geen onderdeel van deze studie.



Figuur 4.6.2.: Mutatie IRV
Zichtperiode

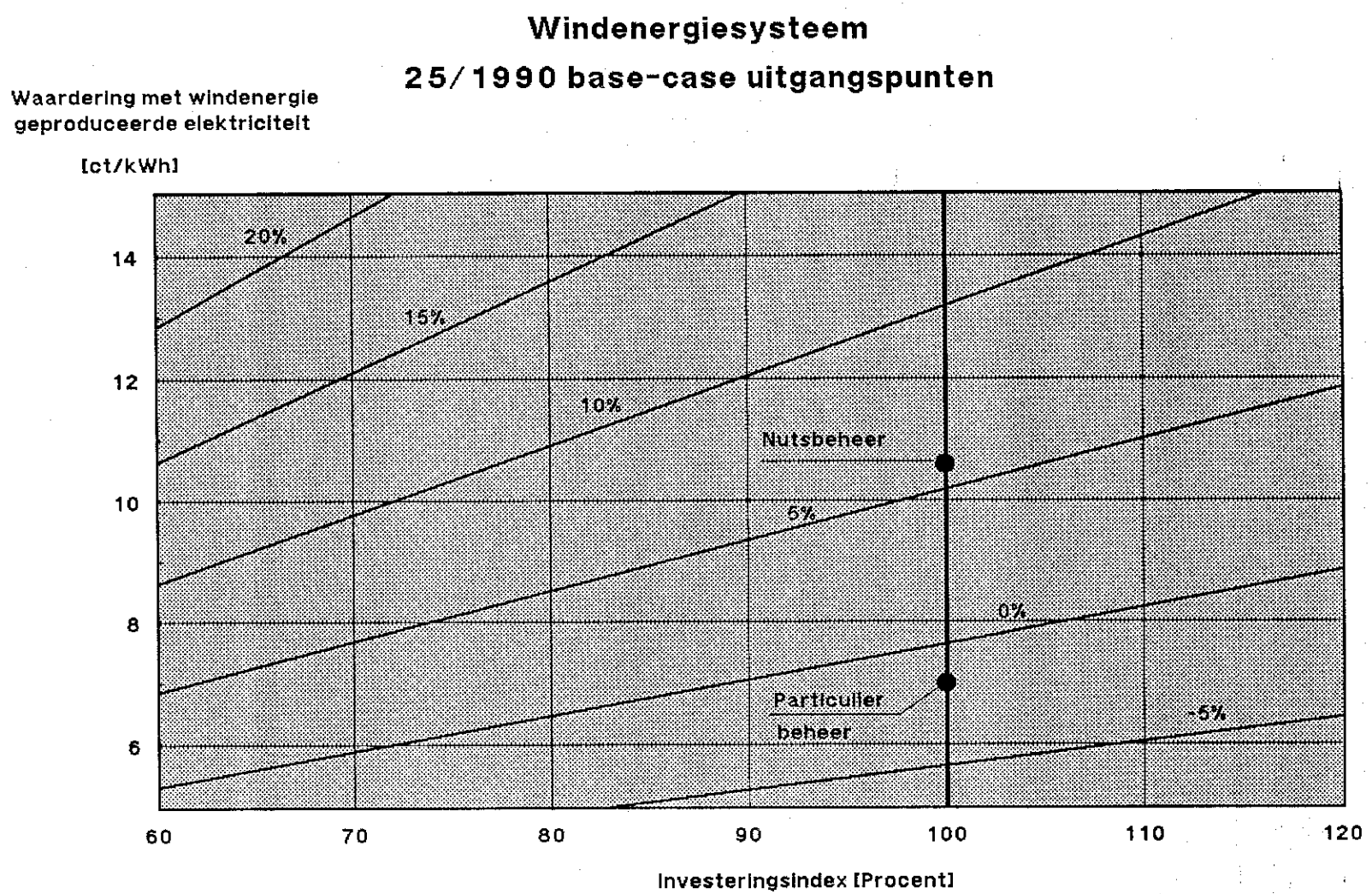
ERWIN

Naast de waarde van de IRV wijzigen eveneens de produktiekosten van de opgewekte elektriciteit ten gevolge een andere zichtperiode. In het rekenmethodiek wordt deze bepaald uit de kapitaalslasten op annuïteitsbasis (in de base-case 9,63%), verhoogd met de explotatiekosten en gedeeld door de hoeveelheid geproduceerde elektriciteit.

In Figuur 4.6.2 worden de berekeningsresultaten weergegeven. Overeenkomend met het verloop van de annuïteit treedt bij een verkorting van de zichtperiode (annuïteit = 12,95%) een grotere mutatie op, dan bij een verlenging (annuïteit = 8,02%) hiervan.

Turbine/jaar:	16/1990	25/1990	16/2000	25/2000	34/2000	45/2000
			IRV [procent]			
BC-particulier	-1,1	-1,5	4,6	5,7	3,6	-1,6
10 jaar	-8,4	-9,0	-1,1	0,2	-2,3	-8,8
20 jaar	2,1	1,7	6,9	7,9	6,1	1,5
BC-nutsbeheer	5,9	5,1	12,1	13,3	10,7	4,4
10 jaar	0,1	-0,8	7,8	9,2	6,1	-1,4
20 jaar	8,1	7,4	13,7	14,7	12,3	6,7
			ct/kWh			
Base-case	9,9	10,3	7,5	7,0	7,9	11,0
10 jaar	12,4	13,1	9,5	9,0	10,1	14,2
20 jaar	8,6	8,9	6,5	6,1	6,8	9,4

Tabel 4.6.: Interne rentevoet
Variant: Zichtperiode



Figuur 4.7.: Iso IRV-curves

ERWIN

4.7. Rentabiliteit bij combinatie van varianten

In de voorgaande paragrafen is steeds het effect aangegeven van de variatie van slechts één parameter. In de praktijk komen veelal situaties voor, waarin meerdere parameters tegelijkertijd afwijken van de uitgangspunten in de base-cases. Het effect op de IRV van een combinatie van mutaties t.o.v. de base-case kan niet worden berekend door de afzonderlijke effecten uit de vorige paragrafen op te tellen. Voor de bepaling van het gecombineerde effect moet een nieuwe berekeningsgang met het daartoe toegesneden ERWIN-model worden uitgevoerd.

In het kader van deze rapportage zijn voor het jaar 1990 een aantal combinaties van investeringsindex en terugleververg oeding doorgerekend. De resultaten van deze berekeningen voor het 25 meter windenergiesysteem zijn in de vorm van een aantal "Iso IRV-curves" in Figuur 4.7 vastgelegd. Op de assen van de grafiek staan de terugleververg oeding voor particulierbeheer c.q. inkoopkosten van elektriciteit voor nutsbeheer en de investeringsindex.

Hieruit kan bijvoorbeeld worden afgeleid, dat bij een investeringsindex van 100 (een investering overeenkomstig de ERWIN-uitgangspunten) en een elektriciteitsprijs van ca. 13 ct/kWh een IRV-waarde van 10% wordt gerealiseerd. Dezelfde waarde wordt eveneens voor dit windenergiesysteem gevonden bij een investeringsindex van 60 en een elektriciteitsprijs van iets minder dan 9 ct/kWh, of elke andere lineaire combinatie.

Deze figuur is opgesteld uitgaande van de de base-case van 10 stuks 25 meter windturbines in lijnopstelling aan de kust in het jaar 1990. Een overeenkomstig beeld kan worden vastgesteld voor de overige windenergiesystemen.

Opgemerkt dient te worden, dat een lagere investeringsindex bij benadering ook overeenkomt met het in rekening brengen van een investeringspremie, zoals in Paragraaf 4.5 is weergegeven. In het model wordt verondersteld, dat deze premie in het eerste jaar van de inge-

bruikstelling (één jaar na de investering) wordt uitgekeerd, terwijl bij de samenstelling van Figuur 4.7 het investeringsbedrag zelf lager wordt.

5. CONCLUSIE EN DISCUSSIE

In de voorgaande hoofdstukken zijn enkele berekeningsresultaten gepresenteerd, die zijn uitgevoerd met het model ERWIN. Dit leidt tot de volgende conclusies, welke in een aansluitende paragraaf van kanttekeningen wordt voorzien.

5.1 Conclusie

Wanneer wordt uitgegaan van de interne rentevoet als criterium, op basis waarvan een investeringsbeslissing voor de aanschaf van een windenergiesysteem wordt genomen, dan geven de berekeningen met het model aan: bij de verwachte aantallen gebouwde turbines de effecten van produktverbetering, serieproduktie en ervaring in het beheren van windenergiesystemen in het jaar 2000 kan resulteren in een economisch rendabele optie voor elektriciteitsproduktie. Volgens de berekeningen vormen de projecten bestaande uit grote windturbines met een rotordiameter van ca. 45 meter de categorie, die de langste weg tot een aanvaardbare rentabiliteit heeft af te leggen. Volgens de berekeningen is in het jaar 2000 nog geen sprake van een economisch rendabele optie. Bij de in de base-case gehanteerde veronderstellingen is in 1990 de rentabiliteitspositie van windenergiesystemen nog niet zodanig, dat op voorhand kan worden gesteld, dat een verdere zelfstandige marktintroduktie vanzelf zal gaan.

Het IPW stopt na 1990 in de veronderstelling, dat windenergiesystemen dan zonder extra maatregelen rendabel zijn. De met het model ERWIN uitgevoerde berekeningen geven aan, dat een dergelijk toekomstbeeld wel eens te rooskleurig zou kunnen zijn.

Deze conclusie geldt voor de base-cases met de volgende karakteristieken: (zie ook Hoofdstuk 3):

- Windenergiesysteem 10 windturbines in lijn, geplaatst aan de kust
- Zichtperiode 15 jaar
- Elektriciteitsinkoopprijzen, gebaseerd op het brandstofprijsscenario Midden met een parkopbouw volgens NEV88-kolen

- Particulierbeheer levert alle geproduceerde elektriciteit terug aan het openbare net, tegen het tarief van ongegarandeerde terugleveringen
- Nutsbeheer ontvangt voor de geproduceerde elektriciteit het tarief volgens RBT-wind
- Geen investeringspremies

In de base-case wordt voor nutsbeheer een IRV-waarde van maximaal 13,3 procent aangetroffen (voor een windenergiesysteem bestaande uit 25 meter windturbines in het jaar 2000), terwijl er in de huidige praktijk wordt uitgaan van een IRV van ten minste 10%, wil de optie voor nutsbeheer interessant zijn.

Voor particulierbeheer worden in het algemeen nog hogere IRV-waarden geëist, terwijl door de lage terugleververergoeding de IRV bij deze beheerssituatie achterblijft met een IRV van maximaal 6%.

De in de base-case niet rendabele windenergiesystemen (particulier- en nutsbeheer in 1990) kunnen, dankzij investeringspremies, toeslagen op de terugleververergoeding en/of prijspaden met hogere elektriciteitsprijzen, IRV-waarden bereiken die wel aan bovengenoemde criteria voldoen.

5.2. Discussie

In deze paragraaf zullen een aantal aspecten nader worden belicht. Daarmee wordt beoogd aan te geven, welke speelruimte buiten de varianten aanwezig is t.o.v. de gehanteerde uitgangspunten. Bovendien worden een aantal andere overwegingen aangegeven, die bij het nemen van een investeringsbeslissing ook aan de orde zouden kunnen worden gesteld.

De berekeningen met het ERWIN-model, die in de vorige hoofdstukken zijn gepresenteerd, zijn gebaseerd op een aantal gestileerde situaties. Dit geldt zowel voor de base-cases als de daarvan afgeleide varianten. De praktijksituatie zal altijd afwijken van deze "ERWIN"-si-

tuatie, waardoor ook een andere waarde voor de IRV zal worden gerealiseerd. Bij een aantal van de gehanteerde uitgangspunten worden hieronder enkele kanttekeningen geplaatst:

Investeringskosten

Voor het inschatten van de investeringskosten van windenergiesystemen in de jaren 1990 en 2000 is gebruik gemaakt van recente literatuur- en praktijkgegevens. Daaruit zijn zo realistisch mogelijke aannamen afgeleid met betrekking tot de ontwikkeling van de kosten van de turbines zelf en de overige kosten van het windpark.

Voor 16 en 25 meter windturbines kon daarbij een learning-curve worden gevolgd, aangezien deze windturbines sinds enige tijd commercieel verkrijgbaar zijn. Deze curve laat zien, dat in de toekomst nog forse prijsdalingen voor de windturbines kunnen optreden. De kosten bedragen in de huidige praktijk (1988) meer dan f 2000 per kWe, terwijl in deze studie voor parken betaande uit windturbines met een rotordiamter van 25 meter is uitgegaan van een kostprijs van ca. f 1200/kWe en voor parken met windturbines van 34 meter rotordiameter van ca. f 1450/kWe in het jaar 2000. Nog lagere investeringskosten voor dergelijke parken lijken niet erg waarschijnlijk, alhoewel geheel nieuwe concepten nooit geheel zijn uit te sluiten. De overige parkkosten gaan in de toekomst een relatief steeds belangrijker rol gaan spelen, hoewel op lange termijn. de kosten van de windturbines het grootste gedeelte van het investeringsbedrag blijven opeisen.

Tengevolge van de niet lineaire relatie tussen de grootte van de windturbine en het materiaalgebruik (de "square-cube"-law) en de relatief kleine seriegrootte van grote windturbines (>= 1 MWe) blijven parken met deze windturbines vergeleken met middelgrote relatief duur (zie ook Bijlage 2). Voor landlokaties worden de hogere kosten per eenheid vermogen onvoldoende gecompenseerd door een verhoging van de opbrengst aan elektriciteit als gevolg van een grotere diameter en ashoogte. Aangezien deze windturbines echter nog in ontwikkeling zijn, is een gunstige afwijking ten opzichte van de gehanteerde uitgangspunten denkbaar, bijvoorbeeld tengevolge van nieuwe concepten of technologische doorbraken.

Levensduur/zichtperiode

Bij de opzet van het model is bij de berekening van de IRV van de base-cases uitgegaan van een (economische) levensduur of zichtperiode van 15 jaar.

Investeringen in duurzame bronnen, zoals windenergie, worden in het algemeen getypeerd door een hoge éénmalige aanvangsinvestering gevolgd door relatief lage exploitatiekosten. Jaarlijkse lasten in de vorm van (onzekere) brandstofkosten treden hierna niet op. Dergelijke projecten zijn bij uitstek gebaat bij een afschrijving van de investering over een lange termijn.

In het algemeen worden de huidige middelgrote windturbines ontworpen op een technische levensduur van 20 jaar, terwijl voor grote windturbines een nog langere levenduur (tot 30 jaar) wordt genoemd. Duidelijkheid over de daadwerkelijke levensduur bestaat er momenteel nog niet, omdat windenergiessystemen in z'n moderne technische realisatie vorm nog niet tot volledige wasdom is gekomen. Het effect van een langere levensduur op de IRV wordt echter steeds kleiner.

Elektriciteitstarieven

Voor de financiële waardering van de met windturbines geproduceerde elektricteit zijn een negental elektriciteitsprijsvarianten doorgerekend. Deze komen overeen met de energieprijsniveaus "laag", "midden" en "hoog" gecombineerd met de drie varianten ("kern", "kolen" en "gas") voor de opbouw van het elektriciteitsproduktiepark van de NEV-88. In de NEV-88 zijn de in 1987 door EZ opgestelde prijspaden voor fossiele energiedragers en uranium gebruikt. Deze liggen aanzienlijk onder de brandstofprijsontwikkelingen, die tot 1986 werden verondersteld, en die gebaseerd waren op het prijsniveau, dat gold voor de prijsdaling van ruwe olie in 1985. De brandstofprijzen beïnvloeden de IRV van windenergiesystemen in sterke mate. Een mutatie in de elektriciteitprijs van 1 ct/kWh veroorzaakt een mutatie in de rentabiliteit van ca. 2 procentpunten (zie Figuur 4.3.1 en 4.3.2).

Energieopbrengst

In het model zijn een drietal fictieve lokaties gedefinieerd, waarvoor de energieopbrengst is berekend. Voor de base-case is uitgegaan van de lokatie met de hoogste energieopbrengst. Aangezien de windsnelheid tot de derde macht doorwerkt in de opbrengst van een windturbine, is de IRV zeer gevoelig voor afwijkingen m.b.t. dit aspect. Een 10% hogere windsnelheid heeft immers een ca. 30% hogere energieopbrengst tot gevolg.

Alhoewel er wellicht lokaties op land te vinden zijn met een hogere gemiddelde windsnelheid dan de veronderstelde 6 m/s op 10 meter hoogte, is dit niet representatief voor een groot windvermogen. Dan moet worden uitgeweken naar lokaties op zee, waar vooral voor grote windturbines misschien perspectiefrijke mogelijkheden bestaan.

Recente studies laten zien, dat de windsnelheid op grotere hoogte (die wordt afgeleid uit metingen op 10 meter hoogte) tot nu toe waarschijnlijk is onderschat. Indien met deze zogeheten stabiliteitscorrectie rekening wordt gehouden, kan de opbrengst van met name de grote windturbines ca. 20% hoger uitvallen, dan in deze studie is aangenomen.

Een andere mogelijkheid om de opbrengst te vergroten kan worden gevonden in een grotere beschikbaarheid van de windturbines. In deze studie is uitgegaan van een toenemende opbrengstfactor (inclusief een correctie voor de beschikbaarheid) in het jaar 2000 van 3,0 ten opzichte van 2,75 in 1990.

Terugleveringstarieven

Zowel bij nuts- als bij particulierbeheer wordt in deze studie verondersteld, dat 100% van de opgewekte elektriciteit wordt geleverd aan het openbare net. Deze leveringsituatie doet zich bij nutsbeheer altijd voor. Ook bij particulierbeheer is deze tendens steeds meer waarneembaar. Terwijl enige jaren geleden windturbines voornamelijk door particulieren werden geplaatst bij het bedrijf, om gedeeltelijk de eigen energiebehoefte te dekken, worden de huidige particuliere

parken voornamelijk door beleggers en coöperaties gerealiseerd, die volledig terugleveren.

Alhoewel dit niet met het model is berekend, kan er in enkele gevallen bij particulierbeheer sprake van zijn, dat een (groot) gedeelte van de opgewekte energie voor eigen gebruik kan worden aangewend, waarmee wordt bespaard op de inkoop van elektriciteit. Aangezien de inkoopkosten aanzienlijk hoger zijn dan de ontvangen terugleverver-goeding, ontstaat dan een aanmerkelijk gunstiger situatie m.b.t. de rentabiliteit van het windenergiesysteem.

In de base-case is uitgegaan van teruglevering volgens het tarief voor ongegarandeerd vermogen. De in deze studie gehanteerde elektriciteitstarieven laten een verschil zien tussen TL-laag en RBT-wind van ca. 3,2 ct/kWh. Er mag echter verwacht worden, dat de hoogte van de terugleververg oeding, als afspiegeling van de gemiddelde uitgespaarde kosten in de openbare voorziening, zal tenderen naar het niveau RBT-wind. Indien hiervan wordt uitgegaan vervalt het verschil in de opbrengstwaarde tussen particulier- en nutsbeheer.

Investeringspremie

Voor de goede orde wordt hier nogmaals vermeld, dat de berekeningen voor de base-case zijn uitgevoerd zonder investeringspremies.

Overige aspecten

In het voorgaande is reeds aangegeven, dat het voor middelgrote windturbines niet erg waarschijnlijk is, dat de IRV in de toekomst door een verdere daling van de kosten zich veel positiever zal ontwikkelen. In deze studie is de inschatting van de ontwikkeling van kosten en opbrengsten in het algemeen niet pessimistisch geweest. Bij de beoordeling van energieopties spelen naast de IRV ook andere dan direct economische factoren een rol. Bij de toepassing van windenergie kunnen o.a. de volgende overwegingen worden meegenomen:

1. Windenergie werkt stabiliserend op de ontwikkeling van de kostprijs van elektriciteit. De kosten van elektriciteit opgewekt met windenergiesystemen worden naderhand immers niet beïnvloed door

schommelingen in de brandstofprijzen. De toepassing van windenergie past daarmee in een diversificatiebeleid, waarin gekozen wordt voor een mix van verschillende opties om de risico's van onvoorspelbare prijsontwikkelingen te verminderen.

2. De verbranding van fossiele brandstoffen leidt tot emissies. Het ontbreken van deze emissies is bij de toepassing van windenergie een additioneel voordeel.
3. Traditioneel is Nederland een windmolenland. In de vorige eeuw namen ongeveer 10.000 windturbines een belangrijk deel van de energievoorziening voor hun rekening. Een even groot aantal windturbines met een vergelijkbare diameter (ca. 25 meter) zou nu resulteren in een opgesteld windvermogen van 2500 a 3000 MWe. In de praktijk blijkt het echter, met name door de grote bevolkingsdichtheid, planologische problemen op te leveren om opnieuw grote aantallen windturbines - al dan niet in de vorm van windparken - te plaatsen. Wellicht zal mede daarom in de toekomst een beperking gelden voor de aantallen te plaatsen windturbines. Mede daarom zal de keuze wellicht vallen op grote (MegaWatt) windturbines, waarmee een substantieel windvermogen met een veel kleiner aantal turbines kan worden gerealiseerd.

ENERGIE STUDIE CENTRUM

BIJLAGEN

Projectrapportage ERWIN
Economische Rentabiliteit Windenergiesystemen

Rekenmodel voor de rentabiliteitbepaling
onder variërende uitgangspunten

Studie in opdracht van het
Ministerie van Economische Zaken
Directoraat-Generaal voor Energie

F.G.H. van Wees en G.F. Bakema

INHOUD Bijlagen | Blz.

B1	ELEKTRICITEITSOPBRENGST	B1.1
B2	INVESTERINGEN EN EXPLOITATIEKOSTEN	B2.1
B2.1	Investeringen	B2.1
B2.1.1	Windturbines	B2.5
B2.1.2	Fundering	B2.8
B2.1.3	Bekabeling en netaansluiting	B2.9
B2.1.4	Infrastuctuur	B2.12
B2.1.5	Engineering	B2.13
B2.1.6	Transport en montage	B2.14
B2.1.7	Diversen	B2.14
B2.2	Exploitatiekosten	B2.15
B2.2.1	Beheer	B2.16
B2.2.2	Service en onderhoud	B2.16
B2.2.3	Verzekering	B2.16
B2.2.4	Pacht	B2.17
B2.2.5	Onroerend-goed belasting	B2.18
B2.2.6	Diversen	B2.18
B2.3	Specificatie investeringen en exploitatiekosten	B2.19
B2.4	Resumé investeringen en exploitatiekosten	B2.24
B2.5	Literatuur	B2.26
B3	PRIJZEN ELEKTRICITEIT	B3.1
B3.1	Prijsstelling elektriciteit	B3.1
B3.1.1	Teruglevering van elektriciteit	B3.2
B3.1.2	Inkoop van elektriciteit door distributiebedrijven	B3.2
B3.2	Uitgangspunten prijsniveaus	B3.4
B3.3	Prijzen elektriciteit	B3.6
B4	REKENMETHODIEK	B4.1
B5	RESULTATEN VARIANTBEREKENINGEN	B5.1

ELEKTRICITEITSOPBRENGST BIJLAGE 1

De energieopbrengst in de vorm van elektriciteitsproduktie van de onderzochte windenergiesystemen wordt allereerst bepaald door de **eenheidsgrootte** en de **lokatie**. Het **aantal** is niet een directe maatstaf voor de berekening van de elektriciteitsproduktie, aangezien hierop in geval van carré- of lijnopstellingen (de **configuratie**) verschillende zogeffecten in rekening dienen te worden gebracht.

Voor de studie zijn de volgende vier eenheidsgrootten geselecteerd. De aangegeven rotordiameter kan hiervan in de praktijk enigszins afwijken.

Turbine	Rotor	Ashoogte	Rotoroppervlak
	Meter	Meter	m^2
1	16	30	200
2	25	30	500
3	34	40	900
4	45	60	1600

Tabel B1.1.: Eenheidsgrootten windturbines

De volgende drie fictieve lokaties zijn gekozen, die de diverse windsituaties in Nederland goed representeren:

Lokatie code:	K	W	O
Omschrijving	Kuststreek	Windrijk gebied	Idem met obstakels
Gem. windsnelheid[1] [m/s]	6.0	5.5	5.5
Terreinruwheidsklasse	3	3	5
Ruwheids hoogte [m]	0.03	0.03	0.25

[1] Snelheid op 10 meter hoogte

Tabel B1.2.: Lokaties

Een schatting van de jaaropbrengst voor een turbine op een lokatie kan worden verkregen met de formules:

$$E = C \times A_R \times V_{as}^3$$

Waarin V_{as} = Gemiddelde windsnelheid op ashoogte [m/s]
A_R = Bestreken rotoroppervlak [m^2]
C = Opbrengstfactor [$kWh.s^3/m^{-5}$]

V_{as} wordt bepaald met:

$$V_{as} = 1{,}31 \times \frac{\ln h/z}{\ln 60/z} \times V_{10}$$

V_{10} = Gemiddelde windsnelheid op 10 meter hoogte [m/sec]
h = Ashoogte [meter]
z = Ruwheidshoogte [meter]

Dit leidt tot een gemiddelde windsnelheid voor de onderzochte windturbines, zoals in Tabel B1.3 is weergegeven.

Lokatie:	K	W	O
		m/sec	
16 meter	7,1	6,5	6,3
25 meter	7,1	6,5	6,3
34 meter	7,4	6,8	6,7
45 meter	7,9	7,2	7,2

Tabel B1.3.: Windsnelheid op ashoogte

De in de formule opgenomen opbrengstfactor C is in dit geval de factor, die hoort bij de praktische jaaropbrengst. Stilstandsverliezen ten gevolge van onderhoud en storingen zijn in deze factor verwerkt. Voor het jaar 1990 is 2,75 en voor het jaar 2000 is een C van 3,0 gehanteerd.

Voor de vier onderzochte solitair opgesteld windturbines op de drie lokaties wordt aldus de volgende geraamde elektriciteitsproduktie verkregen:

lokatie:	K	W	O	K	W	O
n=1 /jaar		MWh			kWh/m^2	
16 meter/1990	200	155	135	1000	770	690
25 meter/1990	500	385	345	1000	770	690
16 meter/2000	220	170	150	1090	840	750
25 meter/2000	550	420	375	1090	840	750
34 meter/2000	1110	860	800	1240	950	890
45 meter/2000	2330	1800	1800	1460	1120	1120

Tabel B1.4.: Opbrengst windenergiesystemen

Bij de onderzochte aantallen turbines van 10 en 40 stuks wordt onderscheid gemaakt tussen lijn- en carré-opstelling.

De gekozen configuratie wordt vertaald naar een verminderde opbrengst per turbine t.g.v. zogeffecten. Hiervoor worden in het ERWIN-model de volgende correctiefactoren gehanteerd: Lijn = 0,95 en Carré = 0,90. Voor de lijnopstelling wordt verondersteld, dat het een opstelling betreft loodrecht op de overheersende windrichting (dus: ZO-NW). Voor een carré-opstelling wordt een rechthoekig park van bijvoorbeeld 3+4+3 of 5x8 turbines aangenomen.

Met deze beschikbare gegevens kan de te verwachten elektriciteitsproduktie voor alle onderzochte windenergiesystemen worden berekend. De resultaten zijn opgenomen in Tabel B1.5.

Aantal/configuratie:	1	10/lijn	10/carré	40/lijn	40/carré
/jaar	Elektriciteitsproduktie MWh/jaar				
Kust					
16 meter/1990	200	1900	1800	7600	7200
25 meter/1990	500	4750	4500	19000	18000
16 meter/2000	220	2090	1980	8360	7920
25 meter/2000	550	5225	4950	20900	19800
34 meter/2000	1110	10545	9990	42180	39960
45 meter/2000	2330	22135	20970	88540	83880
Windrijk					
16 meter/1990	155	1475	1395	5890	5580
25 meter/1990	385	3660	3465	14630	13860
16 meter/2000	170	1615	1530	6460	6120
25 meter/2000	420	3990	3780	15960	15120
34 meter/2000	860	8170	7740	32680	30960
45 meter/2000	1800	17100	16200	68400	64800
Obstakels					
16 meter/1990	135	1285	1215	5130	4860
25 meter/1990	345	3280	3105	13110	12420
16 meter/2000	150	1425	1350	5700	5400
25 meter/2000	375	3565	3375	14250	13500
34 meter/2000	800	7600	7200	30400	28800
45 meter/2000	1800	17100	16200	68400	64800

Tabel B1.5.: Elektriciteitsproduktie

Deze elektriciteitsproduktie vindt niet gelijkmatig over het hele jaar plaats. Op basis van beschikbare historische gegevens van de windsnelheidsverdeling van de als representatief te beschouwen lokatie Schiphol kan het volgende worden afgeleid: ca. 73 procent van de produktie vindt tijdens de 16 daguren (07-23 uur) en ca. 44% in de wintermaanden november tot maart. Hieruit volgt een gemiddeld vermogen per m^2 rotoroppervlak voor elk van de vier perioden, zoals in Tabel B1.6 is aangegeven.

Hierbij wordt aangesloten bij de in Bijlage 3 aan te geven wijze van berekenen van de elektriciteitsinkoopprijs voor nutsbeheer.

	Zomer 243 dagen	Winter 122 dagen	Gewogen gemiddeld
		W/m^2 rotor opp.	
Dag 16 uur	89	118	99
Nacht 8 uur	38	97	58
Gemiddeld	72	111	85

Tabel B1.6.: Aandelen elektriciteitsproduktie over het jaar

Het gewogen gemiddelde over de 243 respectievelijk 122 dagen van de zomer en winter leidt voor de aangegeven perioden dag/nacht tot een gewogen gemiddelde van 85 W/m^2 rotoroppervlak.

INVESTERINGEN EN EXPLOITATIEKOSTEN BIJLAGE 2

Deze bijlage bevat de bij het project ERWIN gehanteerde wijze van bepaling van de toekomstige kosten van windenergiesystemen voor de jaren 1990 en 2000. Hierbij wordt uitgegaan van de in Paragraaf 2.2 gedefinieerde windturbines en configuraties.

Rotordiameter	Vermogen	Parkomvang
Meter	kWe	Aantal
16	75	1, 10 en 40
25	250	1, 10 en 40
34	500	1, 10 en 40
45	1000	1, 10 en 40

Tabel B2.: Onderzochte windenergiesystemen

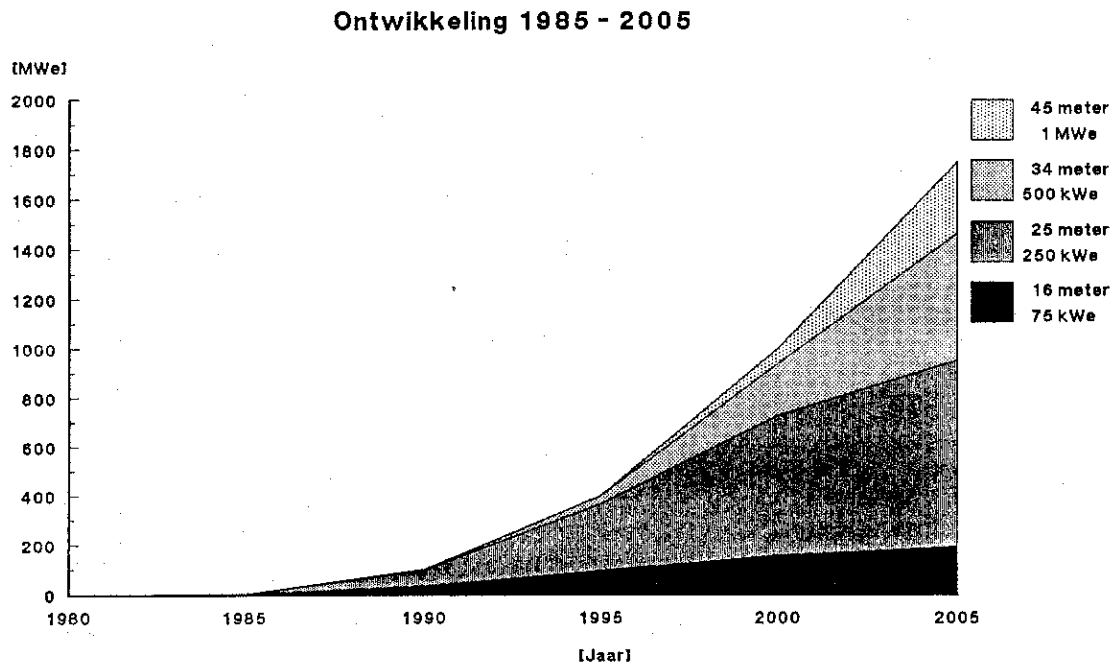
Voor de parken met een omvang van 10 respectievelijk 40 turbines wordt zowel een lijn- als een carré-opstelling beschouwd.

B2.1. Investeringen

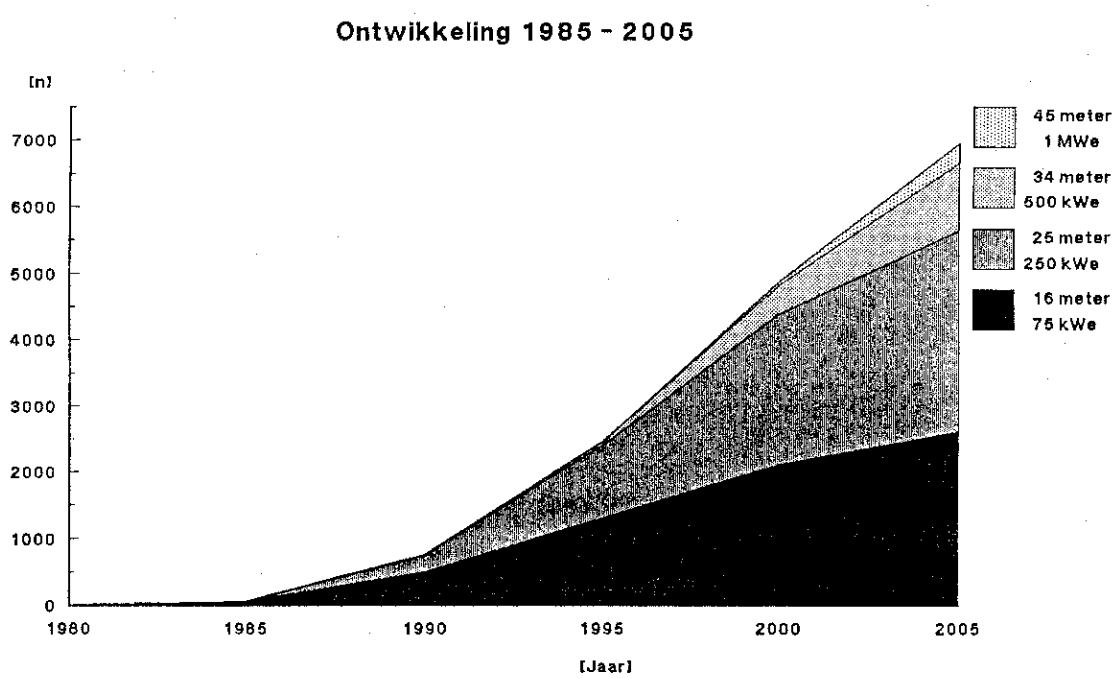
Om de kosten van windenergiesystemen te kunnen bepalen, is onderscheid noodzakelijk naar de verschillende onderdelen (deelsystemen), die gezamenlijk een windenergiesysteem vormen. De volgende acht deelsystemen zijn te onderscheiden:

- Windturbine inclusief mast (af fabriek)
- Fundering
- Bekabeling en aansluiting openbare elektriciteitsnet
- Infrastructuur t.b.v. het park (wegaanleg)
- Engineering
- Transport en montage
- Diversen (monitoring, vergunningen e.d.)

Deze posten dienen voor de peiljaren 1990 en 2000 te worden bepaald.



Figuur B2.1a: Opgesteld vermogen windturbines



Figuur B2.1b: Opgesteld aantal windturbines

Omdat de seriegrootte effect heeft op de produktiekosten van windturbines voor deze studie te kunnen meenemen, moet een aanname worden gedaan omtrent de aantallen turbines, die in de periode tot het jaar 2000 van de verschillende typen zullen worden geplaatst. Bij de gehanteerde veronderstellingen is uitgegaan van het huidige overheidsbeleid:

Ontwikkeling van het aantal geplaatste turbines

Door de overheid is voor het jaar 2000 1000 MWe aan windenergie als doelstelling geformuleerd. Bovendien is als tweede doelstelling 100 à 150 MWe rond het jaar 1990 in het IPW opgenomen. Bij het inschatten van de ontwikkeling van het aantal te plaatsen windturbines in de periode tot het jaar 2000 is ervan uitgegaan dat deze doelstellingen zullen worden gehaald. Voor de hieruit volgende groei van het windvermogen is een verdeling aangenomen over de 4 grootte-categoriën volgens onderstaand schema:

Periode:	1985-1990	1990-1995	1995-2000	2000-2005
Rotordiameter		Aandeel [procent]		
16 meter	35	20	10	5
25 meter	65	70	50	25
34 meter	0	10	30	40
45 meter	0	0	10	30

Tabel B2.1.: Aandelen geplaatst windturbinevermogen

Hieruit is het cumulatief geplaatst vermogen (Figuur B2.1a) en het cumulatief geplaatst aantal turbines (Figuur B2.1b) afgeleid. De figuren laten zien, dat in 1990 het opgesteld vermogen naar verwachting voor 2/3 wordt gerealiseerd met 25 meter turbines, en voor het overige door 16 meter turbines. In aantallen staan er echter in 1990 tweemaal zoveel 16 als 25 meter turbines. In het jaar 2000 heeft het opgesteld vermogen aan 25 meter turbines (575 MWe) nog steeds de overhand. Daarnaast is er een aandeel van ruim 200 MWe aan 34 meter turbines. In plaatsingsaantallen ontlopen de 16 en 25 meter turbines elkaar niet veel meer. Het aantal grote turbines (vooral 45 meter) is nog betrekkelijk gering.

De "learning-curve"

Kostprijsontwikkelingen door technologische ontwikkelingen van technische apparaten blijken vaak heel goed een "learning-curve" te volgen. In deze curve zijn prijsdalingen verdisconteerd, die optreden door voortgaande technologische ontwikkeling, schaaleffecten e.d. De "learningcurve" kan worden beschreven met de volgende functie:

$$P_n = P_1 \; n^{(\ln TF)/(\ln 2)}$$

waarin: P_n = Prijs van het n-de produkt

P_1 = Prijs van het 1-ste produkt na prototype (de "basisprijs")

TF = Technologie-factor, bepaald door het type produkt

Als basisprijs P_1 voor het produkt moet de prijs worden genomen van het eerst geproduceerde produkt na het prototype.

De technologie-factor is afhankelijk van de materiaal-factor en de toegevoegde waarde van een produkt. In het algemeen zijn er grotere kostprijsreducties te realiseren in de toegevoegde waarde van een produkt dan aan de kant van de materiaalkosten. De technologiefactor van produkten met een groot materiaalgebruik zal dientengevolge groter zijn dan de technologiefactor van produkten met een hoge toegevoegde waarde. Door [1] wordt de volgende waarden voor TF aangehouden voor windturbines:

Rotordiameter	TF	ln TF/ln 2
8 meter	0,917	-0,1250
22 meter	0,932	-0,1016
80 meter	0,940	-0,0893

Tabel B2.2.: Technologiefactor

Voor de kostprijsontwikkeling van de windturbine zelf is verondersteld, dat deze een "learning-curve" zal volgen, waarbij de produktie plaats vindt bij een zeer beperkt aantal fabrikanten. Bij de andere componenten (fundering, netaansluiting etc.) wordt grotendeels ge-

bruik gemaakt van reeds lang bekende technieken en materialen. Hierbij is geen verdere kostprijsdaling ten gevolge van een leereffect verondersteld, maar is de huidige kostprijs zo goed mogelijk bepaald. Waar nodig zijn ontwikkelingen, waardoor de kostprijs in de toekomst zal afwijken van de huidige cijfers verwerkt.

Bij de navolgende berekeningen met betrekking tot de kostprijsontwikkeling van de turbines wordt een TF van 0,93 gebruikt voor alle typen. Deze waarde komt overeen met de gehanteerde in andere studies [3,5].

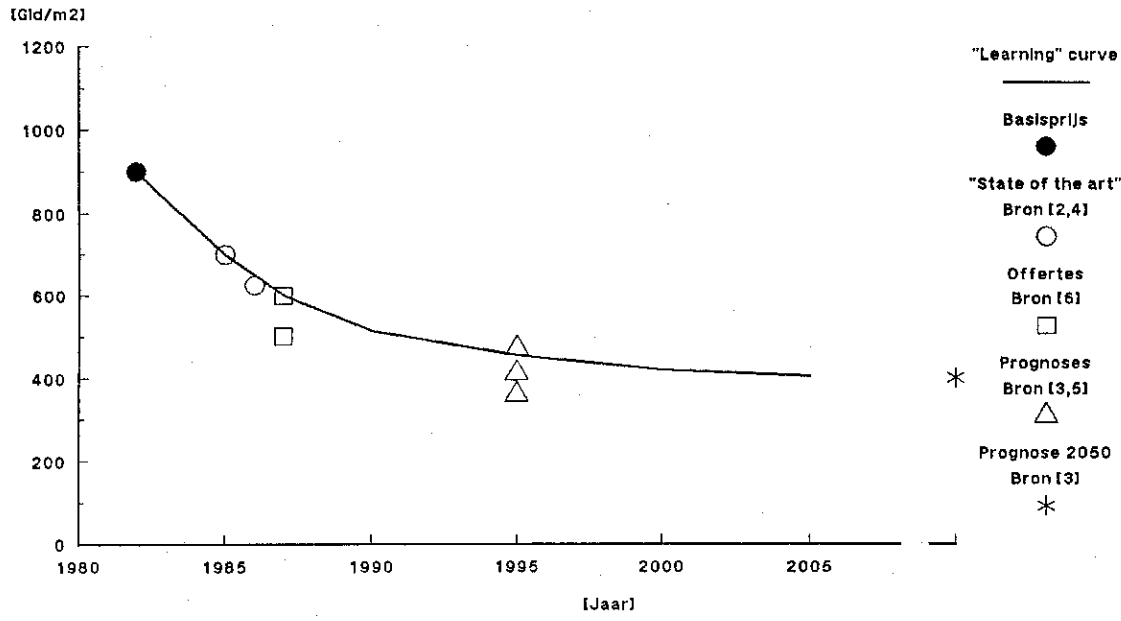
B2.1.1. Windturbines

Voor het bepalen van de ontwikkeling van de kostprijs van de windturbine (inclusief mast af fabriek) is gebruik gemaakt van de "learning-curve" met een TF van 0,93. De basisprijs van turbines met een diameter van 16 en 25 meter kon worden afgeleid uit de literatuur en worden getoetst aan ervaringen uit de praktijk. Voor de andere 2 typen turbines, die nog niet commercieel verkrijgbaar zijn, moest van een schatting worden uitgegaan, gebaseerd op literatuurgegevens.

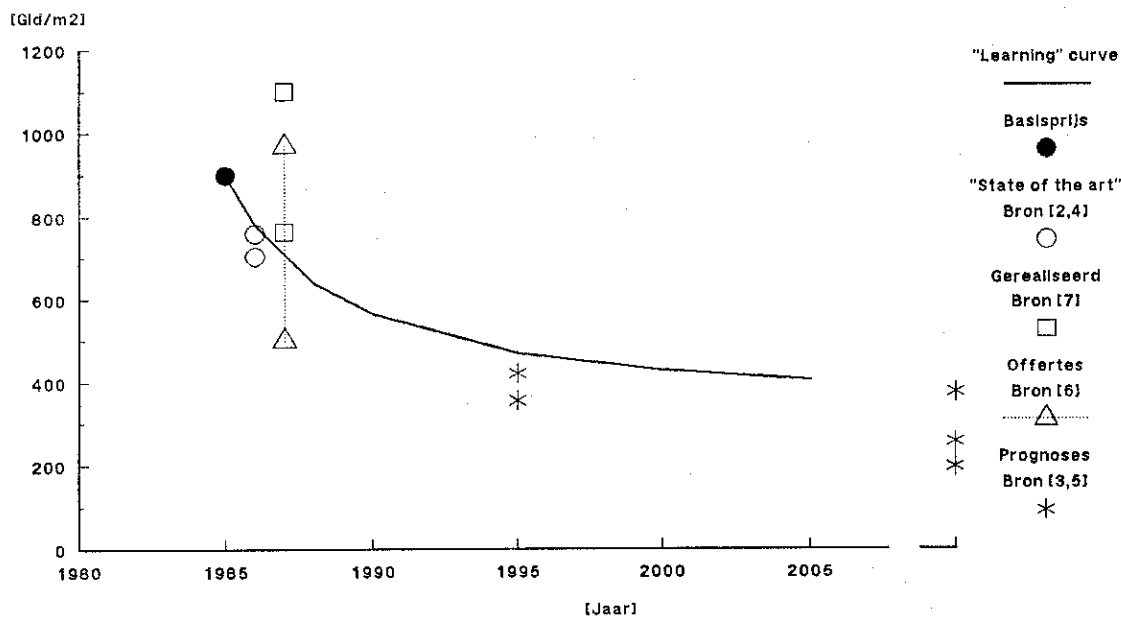
De gepresenteerde cijfers moeten niet als absoluut worden gezien. Zij geven voorzienbare ontwikkelingen weer, gebaseerd op de gehanteerde uitgangspunten. De marge, waarbinnen de turbineprijs in de toekomst naar alle waarschijnlijkheid zal blijven, is afhankelijk van het type turbine en het zichtjaar. Voor kleinere turbines zullen deze marges kleiner zijn dan voor grotere turbines, en voor 1990 kleiner dan voor het jaar 2000.

16 meter turbines

In 1987 stonden ruwweg een 100-tal turbines van deze grootteklasse in Nederland opgesteld van een vijftal fabrikanten. Het grootste aantal geproduceerde turbines van 1 fabrikant bedraagt ongeveer 50. Uit in 1987 uitgebrachte offertes kon de turbineprijs (inclusief mast) worden afgeleid. Daartoe is de opgegeven prijs verminderd met 10% voor transport en montage, resulterend in een gemiddelde kostprijs van 600 gulden per m^2 rotoroppervlak. Met behulp van de learning-curve is vervolgens de basisprijs en de kostprijsontwikkeling voor de



Figuur B2.1.1a: Turbinekosten 16 meter



Figuur B2.1.1b: Turbinekosten 25 meter

komende jaren bepaald op basis van de veronderstelde cumulatieve produktie. Dit heeft geresulteerd in de curve volgens Figuur 2.1.1a.

Het verloop van deze curve komt goed overeen met historische cijfers [2,4] en schattingen van kostprijsontwikkelingen volgens andere studies [3,5]. Indien de learning-curve wordt gevolgd, bedraagt de geschatte turbineprijs af fabriek in het jaar 1990 ca. f 500 en in het jaar 2000 ca. f 425 per m^2 rotoroppervlak. Zowel voor solitaire turbines als voor parken van 16 meter turbines wordt deze kostprijs voor 1990 respectievelijk 2000 aangehouden. De voordelen van schaaleffecten ten gevolge van de omvang van een park worden alleen gerealiseerd in de overige kostenposten voor het park, maar niet in de produktiekosten van de turbine af fabriek.

25 meter turbines

Nadat rond 1985 de eerste turbines van deze omvang in Nederland zijn gerealiseerd, zijn in 1987 een tweetal projecten met 25 meter turbines tot stand gekomen in het proefwindpark Sexbierum (n=18) en Urk (n=25). Bovendien zijn begin 1988 een aantal aanvragen voor investeringspremies parken ingediend. Uit de beschikbare cijfers kon worden afgeleid, dat in 1985 de kosten van de turbine af fabriek ca. f 900 per m^2 rotoroppervlak bedragen. De in 1987 gerealiseerde projecten en de in 1987 uitgebrachte offertes vertonen aanmerkelijke verschillen.

Wanneer op basis van een basisprijs van f 900/m^2 een learning-curve wordt bepaald, ontstaat een curve zoals weergegeven in Figuur 2.1.1b. Deze curve sluit goed aan bij het goedkoopste project uit 1987, het gemiddelde van de in 1987 uitgebrachte offertes en de beschrijving van "the state of the art" [2,4]. Voor 1995 ligt deze curve iets boven de prognoses [3,5]. De kosten voor een windturbine af fabriek, die volgen uit de geschetste curve zijn gehanteerd als kostprijs voor 1990 en 2000 en bedragen f 575 respectievelijk f 425 per m^2 rotoroppervlak.

34 meter turbines

De ontwikkeling van windturbines met een vermogen in de orde van 500 kWe is in ons land recent op gang gekomen. Een prototype, laat staan een produktiemachine is echter nog niet gereed. Wel is er recent door de PNEM een opdracht verstrekt voor het plaatsen van een kleine serie van deze turbines in de nabijheid van Bergen op Zoom. De kosten van dit project (meer dan f 3000/kWe) liggen echter nog ver verwijderd van een rendabele windturbine. Voor 1990 blijven in deze studie windturbines met een diameter van omstreeks 34 meter buiten beschouwing. Voor het jaar 2000 zijn de produktiekosten van deze machines op f 600 /m^2 ingeschat. Daarmee komen de kosten van deze turbines goed overeen met de schatting in [3]. Deze kostprijs levert volgens de learningcurve "teruggerekend" naar de kostprijs van de eerste turbine (af fabriek) een bedrag op van f 1125/m^2. Wanneer dit bedrag wordt vermeerderd met de overige kosten van een windturbineproject resulteert een kostprijs van het "eerste" project van omstreeks f 2700/kWe (f 1500/m^2 rotoroppervlak).

45 meter turbines

Op dit moment staat er in Medemblik 1 turbine opgesteld als prototype van turbines van deze ordegrootte. Plannen om nog 18 van deze turbines te bouwen zijn afgeketst. Voor deze studie is er vanuit gegaan, dat deze turbines in 1990 nog niet als commercieel produkt in serieproduktie op de markt beschikbaar zullen zijn, en zijn derhalve alleen de kosten voor het jaar 2000 ingeschat. De kosten van de turbine (af fabriek) zijn geschat op f 1100/m^2, hetgeen goed aansluit bij de schatting in [3]. Dit bedrag komt overeen met een kostprijs van f 2700/kWe voor de "eerste" turbine en f 3400/kWe voor het totale eerste project.

B2.1.2. Fundering

De kosten van fundering van een windturbine zijn sterk afhankelijk van de bodemgesteldheid ter plaatse. Voor realisatie van windturbinesystemen in Nederland geldt, dat bijna altijd moet worden geheid. Bij de funderingskosten zal daarom worden uitgegaan van funderingskosten inclusief heiwerkzaamheden.

Bij de huidige stand van de techniek variëren de kosten van fundering van ca. 13% van de kale turbineprijs voor 25 meter turbines (f 85/m^2 rotoroppervlak) tot 20% voor 16 meter turbines (f 125/m^2 rotoroppervlak). Deze cijfers blijken zowel uit [2,4] als uit praktische cijfers voor parken van 10 turbines.

Voor de toekomst worden kostprijsreducties voorzien door de introductie van éénpaalsfunderingen. Door [3] wordt de toekomstige kostprijs geraamd op f 50/m^2 rotoroppervlak in 1990 dalend tot f 40/m^2 rotoroppervlak in het jaar 2000 voor middelgrote turbines. Voor grote turbines zullen deze lager en voor kleine turbines relatief hoger uitvallen.

In de kostprijs zal ook de projectgrootte een rol spelen. Voor kleine projecten zullen transportkosten en bijkomende vaste kosten zwaarder wegen dan voor grotere projecten.

Op basis van deze overwegingen zijn de funderingskosten als volgt ingeschat:

Jaar :	1990			2000		
Parkgrootte:	1	10	40	1	10	40
Rotordiameter	Gulden/m^2 rotoroppervlak					
16 meter	85	70	65	65	55	50
25 meter	60	55	50	55	45	40
34 meter				55	45	40
45 meter				45	35	30

Tabel B2.1.2.: Funderingskosten

B2.1.3. Bekabeling en netaansluiting

De kosten, die gemaakt moeten worden om de aansluiting van het windenergiesysteem op het openbare net te realiseren kunnen per project sterk verschillen. Deze verschillen worden veroorzaakt door verschillen in het spanningsniveau (laag-, midden-, hoogspanning), waarop het systeem moeten worden aangesloten, de afstand van het (centrale punt

van het) windturbinesysteem tot het distributienet, de sterkte van het ter plaatse aanwezige elektriciteitsdistributienet, de configuratie en omvang van het park en vele andere factoren.

In deze modelstudie zijn niet de kosten van één specifiek project als uitgangspunt gehanteerd, maar is gekozen voor de volgende benadering:

a. Vermogen < 600 kWe

   Deze situatie doet zich in deze studie voor bij solitaire turbines van 16, 25 en 34 meter doorsnede. Alleen de kosten van 100 meter laagspanningskabel van de turbine naar een 10 kV-trafohuis zijn in rekening gebracht. Er is dus verondersteld, dat zonder extra kosten op een bestaande trafo kan worden aangesloten.

b. Vermogen van 600 kWe tot en met 10 MWe

   Dit vermogen wordt in vrijwel alle andere situaties aangetroffen. Alleen parken met een omvang van 40 stuks turbines van 34 of 45 meter doorsnede realiseren een groter totaalvermogen. De bekabelingskosten binnen het park en de transformatiekosten naar een 10 kV-niveau worden in rekening gebracht. De verbinding van de 10 kV-trafo(s) met het distributienet is buiten beschouwing gelaten.

c. Vermogen > 10 MWe

   Een vermogen groter dan 10 MWe wordt gerealiseerd in deze studie door windparken van 40 turbines van 34 meter (500 kWe) of 45 meter (1 MWe) doorsnede. Naast de eerder genoemde kostenposten is eveneens rekening gehouden met de transformatie naar hoogspanningsniveau (50 kV of meer). De kosten van de kabelverbinding met een aansluiting op het hoogspanningsdistributienet zijn niet meegerekend.

Een en ander kan als in Schema 2.1.3 worden weergegeven.

Windturbinevermogen	Aantal: 1	10	40
	kWe		
16 meter	75	750	3.000
25 meter	200	2.000	8.000
34 meter	500	5.000	20.000
45 meter	1000	10.000	40.000

< 600 kWe: Laagspanning — excl. 10 kV trafo

<= 10 MWe: Middenspanning — incl. 10 kV trafo

> 10 MWe: Hoogspanning — incl. HS trafo

Schema 2.1.3.: Aansluitingen elektriciteitsdistributienet

In de volgende tabel is aangegeven, welke kostencijfers in de berekeningen zijn aangenomen:

	Kabel	10 kV-trafo	HS-trafo
Rotordiameter	Gld/meter	Gld/kWe	1000 gulden
16 meter	75	100	-
25 meter	100	60	-
34 meter	125	60	500
45 meter	125	-	500

Tabel B2.1.3.: Elektrische aansluitingskosten

Er is verondersteld, dat bij 25 en 34 meter turbines in de toekomst de 10 kV-trafo in de mast van (één van) de turbine(s) kan worden ondergebracht. Voor 16 meter turbines moet extra een behuizing voor de

trafo worden gebouwd. Bij turbines met een vermogen van 1 MWe (45 meter doorsnede) zal gezien de grootte van het turbinevermogen standaard een trafo in de turbine zijn ingebouwd, welke in de kostprijs van de turbine is inbegrepen.

Voor de lengte van de noodzakelijke verbindingskabels is uitgegaan van bekabeling ter lengte van de lijnopstelling van het park.

De berekeningsresultaten zijn opgenomen in de Tabellen 2.3a t/m f. In de praktijk kunnen waarden aangetroffen worden, die belangrijk afwijken van de gehanteerde cijfers, mede afhankelijk van welke kosten daadwerkelijk aan het project worden toegerekend. Afwijkingen van de gehanteerde kostencijfers voor elektrische infrastructuur en netaansluiting zullen overwegend uitkomen in de range van -10% tot +50%.

B2.1.4. Infrastructuur

Voor het plaatsen van een windturbine is in principe een kleine hoeveelheid grond voldoende. Daarnaast is een hoeveelheid grond nodig voor wegaanleg om de turbines bereikbaar te maken. Voor deze studie wordt er vanuit gegaan, dat de grond in pacht kan worden verkregen. De kosten voor het gebruik van de grond worden opgenomen bij de exploitatiekosten onder de post grondkosten (Paragraaf 2.2.4).

Ten behoeve van de installatie van de windturbine en het onderhoud moet de plaats, waar de windturbine wordt gebouwd bereikbaar, worden gemaakt vanaf de openbare weg. De kosten van ontsluiting zijn afhankelijk van de lokale situatie en de eisen, die door de exploitant van de windturbine of het park worden gesteld. Een aantal mogelijke situaties zullen achtereenvolgens worden beschouwd:

a. Plaatsen van een solitaire turbine
   Voor de base-cases is verondersteld, dat voor solitaire turbines 50 meter ontsluiting naar een bestaande weg moet worden aangelegd. De breedte en de aard van deze ontsluiting hangt af van de lokale situatie en de wensen/eisen van de exploitant. Deze kunnen variëren van geen weg c.q. een eenvoudig sintelpad tot een bestrating

ter breedte van 3,5 meter. De kosten hiervan bestaan uit de kosten voor de verharding. Dit resulteert in een bedrag variërend van vrijwel nihil tot maximaal f 10.000.

b. Plaatsen van een windpark in lijnopstelling
Dergelijke parken zullen indien mogelijk langs een bestaande weg worden gesitueerd. Indien een weg moet worden aangelegd bedraagt de lengte hiervan bij benadering 5 maal de rotordiameter vermenigvuldigd met het aantal turbines. De kosten van bestrating bedragen ca. f 50/m^2, hetgeen voor een weg van 3,5 meter betekent, dat de infrastructuurkosten maximaal f 175 per strekkende meter weg kunnen bedragen.

c. Plaatsen van een windpark in carré-opstelling
Indien een park in carré-opstelling wordt gesitueerd, zullen er i.h.a. geen wegen zijn, waarlangs de windturbines kunnen worden geplaatst. Indien de aanleg van wegen noodzakelijk is, is de lengte hiervan bij benadering gelijk aan de weglengte bij een lijnopstelling. De kosten bedragen eveneens f 50/m^2.

Voor de onderzochte windenergiesystemen in deze studie zijn de kosten van ontsluiting gesteld op 10% van de hierboven genoemde waarden bij aanleg van een verharding van 3,5 meter breedte. Dit komt bij benadering overeen met de kosten van een eenvoudige ontsluiting via bijvoorbeeld een smal sintelpad.

B2.1.5. Engineering

Om een windturbineproject te kunnen realiseren moeten kosten voor engineering worden gemaakt. Deze kosten bestaan voor een deel uit vaste kosten, ongeacht de omvang van het park en de grootte van de turbine en voor een gedeelte uit kosten, die wel afhankelijk zijn van de projectomvang. Voor solitaire turbines zullen in de praktijk (met name door particuliere investeerders) vaak geen of lage engineeringskosten worden berekend. De aanschaf van de turbine wordt "in de vrije uurtjes" gerealiseerd met assistentie van de turbineleverancier. Op dit moment (1988) wordt voor engineeringskosten van een park van ongeveer 10 turbines van 25 meter ongeveer f 100.000 geraamd. In de

toekomst zullen deze kosten echter tengevolge van leereffecten, zowel bij de exploitanten van windturbineprojecten als bij vergunningverlenende instanties, kunnen dalen tot ongeveer de helft [9]. In deze studie zijn de volgende cijfers aangehouden:

Aantal:	1	10	40	1	10	40
		1990			2000	
Rotordiameter			1000 gulden			
16 meter	-	60	120	-	40	80
25 meter	-	75	150	-	50	100
34 meter	-	-	-	-	100	200
45 meter	-	-	-	-	200	400

Tabel 2.1.5.: Engineeringskosten

2.1.6. Transport en montage

In de literatuur worden voor de kosten van transport van de turbine van de fabriek naar de bouwplaats en de kosten van montage 10% van de turbinekosten genoemd. Voor een solitaire turbine zullen de kosten in de praktijk hoger uitvallen, voor grote projecten lager. Voor grote turbines ontstaan er door de omvang van de constructie speciale problemen bij het transport naar de bouwplaats en bij het oprichten van de turbine. Door de kostbare transportmiddelen en kranen zijn de transport- en montagekosten van grote turbines hoog, waardoor voor grote turbines naar verwachting geen schaalvoordelen worden bereikt. In deze studie gelden de volgende percentages voor alle typen windturbines:

- 15% van de turbinekosten voor solitaire turbines
- 10% van de turbinekosten voor een park van 10 stuks
- 8% van de turbinekosten voor een park van 40 stuks

2.1.7. Diversen

Naast de bovengenoemde posten zijn er nog diverse overige kosten met de realisatie van een windturbineproject gemoeid. Deze zijn als volgt geraamd (percentages in % van de turbinekosten):

	Vergunning	Kwaliteitsborging	Bouwrente	Monitoring
Rotordiameter		Procent		Gulden/turbine
16 meter	1,5	0,5	1,3	1500
25 meter	1,5	0,5	2,0	2500
34 meter	1,2	0,5	2,5	3500
45 meter	0,8	0,5	3,0	5000

Tabel 2.1.7.: Diverse kosten

Hieraan liggen de volgende overwegingen ten grondslag:
De kosten voor het aanvragen van vergunningen bestaan gedeeltelijk uit een vast deel, en gedeeltelijk uit een vast percentage van de projectkosten. Voor kleinere turbines zijn de vergunningskosten uitgedrukt in een percentage van de investering in turbines derhalve hoger dan voor grote turbines.

De bouw van grote turbines verloopt minder snel dan die van kleine turbines. Dit resulteert in een langere bouwtijd en dus in een hogere bouwrente voor grote turbineprojecten.

Voor de monitoring is verondersteld, dat monitoring op afstand plaatsvindt, en dat grote turbines uitvoeriger bemeten worden dan kleine turbines. Bovendien zijn de kabelafstanden van projecten met grotere turbines hoger. Dit resulteert in hogere monitoringkosten voor grotere windturbines.

B2.2. Exploitatiekosten

Voor de exploitatie van een windenergiesysteem zullen naast de investeringskosten ook jaarlijks kosten moeten worden gemaakt, welke in mindering moeten worden gebracht op de kasstroom ten gevolge van vergoedingen c.q. besparingen door geproduceerde elektriciteit. De volgende exploitatiekosten kunnen worden onderscheiden:
- Beheer
- Service en onderhoud
- Verzekering
- Pacht
- Onroerend-goed belasting (OGB)

In de volgende paragrafen worden deze posten voor de diverse windenergiesystemen nader uitgewerkt.

B2.2.1. Beheer

In het algemeen zal voor een windturbine(park) geen bediening aanwezig zijn. Een windturbine wordt geacht autonoom te functioneren. Ten behoeve van storingssignalering wordt in een turbine apparatuur aangebracht, waarmee monitoring op afstand mogelijk is. Voor controle is een zekere inspanning noodzakelijk. Daarnaast zal bij een storingsmelding de aard van de storing moeten worden nagegaan, alvorens een eventuele opdracht tot reparatie kan worden verstrekt. Voor een enkele windturbine in eigen beheer zijn de daarmee gepaard gaande kosten verwaarloosbaar. Voor windturbineparken, welke op afstand van het centrale kantoor van een nutsbedrijf of een particuliere exploitant zijn geplaatst, moeten deze beheerskosten worden verrekend. Deze kosten zijn geraamd op f 1000 per turbine per jaar in 1990. Door toegenomen betrouwbaarheid zullen deze kosten in de toekomst kunnen dalen. Voor het jaar 2000 daalt daarom het bedrag tot f 750 per turbine.

B2.2.2. Service en onderhoud

Het is gebruikelijk voor service en onderhoud aan windturbines een contract met de leverancier van de turbine af te sluiten. Op dit moment kost een service- en onderhoudscontract ongeveer 1,5% van de projectkosten. Mede gebaseerd op de ervaringen in het buitenland (Denemarken, VS) lijkt een daling in de toekomst gerechtvaardigd. In deze studie is verondersteld, dat in 1990 deze kosten 1% per jaar van de projectkosten bedragen, en dat een verdere daling in het jaar 2000 tot 0,6% wordt gerealiseerd.

B2.2.3. Verzekering

Voor de verzekeringskosten wordt voor alle projecten 0,6% per jaar van de projectkosten gehanteerd. Dit komt overeen met de kosten van een verzekering, zoals deze nu voor betrouwbare windturbines kunnen worden afgesloten.

B2.2.4. Pacht

Voor het plaatsen van een windturbine is in principe een kleine hoeveelheid grond (in de orde van 25 m^2 voor kleine tot 100 m^2 voor grote turbines) voldoende. In deze studie wordt er vanuit gegaan, dat zoveel grond onder de turbine wordt verworven, dat de turbine altijd boven eigen grond draait. Daarnaast is een hoeveelheid grond nodig voor wegaanleg om de turbines bereikbaar te maken (zie ook Paragraaf B2.1.5).

De kosten voor de pacht van de grond kunnen sterk variëren, afhankelijk van wie de eigenaar (particulier of (semi)overheidsinstelling) is en wat de bestemming van de grond is. Hierdoor kunnen de pachtkosten sterk verschillen. In een aantal praktijksituaties treden variaties op van f 0 tot f 10/m^2 per jaar. Voor de pachtkosten wordt in deze studie een bedrag van f 2,50/m^2 per jaar gehanteerd.

NB: Als de grond in eigendom wordt verworven kunnen deze kosten uiteenlopen van f 5 tot meer dan f 100/m^2.

Ten behoeve van de installatie van de windturbine en het onderhoud moet de plaats, waar de windturbine wordt gebouwd bereikbaar worden gemaakt vanaf de openbare weg. De kosten van deze grondverwerving zijn afhankelijk van de lokale situatie en de eisen, die door de exploitant van de windturbine of het park worden gesteld. De overeenkomstige situaties als in Paragraaf B2.1.4 leiden tot de volgende grondslagen voor de bepaling van de pachtkosten:

a. Plaatsen van een solitaire turbine
   Dit resulteert in jaarlijkse pachtkosten van de grond onder de weg van 0 tot maximaal 175 m^2.
b. Plaatsen van een windpark in lijnopstelling
   Indien een weg moet worden aangelegd bedraagt de lengte hiervan bij benadering 5 maal de rotordiameter vermenigvuldigd met het aantal turbines. Bij een breedte van 3,5 meter bestaan de kosten voor pacht van de grond ($3,5 \times 5D \times n = 17,5 \times D \times n$ m^2).
c. Plaatsen van een windpark in carré-opstelling
   Indien de aanleg van wegen noodzakelijk is, is de lengte hiervan bij benadering gelijk aan de weglengte bij een lijnopstelling. De

kosten bedragen in deze situatie dus eveneens de pachtkosten van de grond 17,5 x D x n m^2.

B2.2.5. Onroerend-goed belasting

De wijze, waarop in het verleden windturbines voor de OGB werden aangeslagen varieerde van gemeente tot gemeente. De laatste tijd is er een tendens waarneembaar windturbines als een incourant onroerend goed aan te merken. Dit houdt in dat de OGB wordt bepaald op basis van vervanvangingswaarde als een percentage van de netto investering. Als netto investering gelden de totale projectkosten, verminderd met eventueel verkregen investeringspremies. Deze berekeningswijze is voor deze studie gevolgd, waarbij als percentage 0,3% van de netto investering wordt gehanteerd. In de Tabellen B2.3.2a t/m f is het maximale bedrag aan OGB aangegeven (d.w.z. in de situatie, waarin geen investeringspremies worden verstrekt). In de modelberekeningen wordt hiervoor een correctie aangebracht.

B2.2.6. Diversen

Aan het eind van de levensduur van een windturbine zal de turbine moeten worden gesloopt en ontmanteld. De kosten hiervan kunnen als exploitatiekosten worden verrekend. In deze studie is er vanuit gegaan, dat deze kosten bij benadering worden gecompenseerd door de sloopwaarde en eventuele restwaarde van onderdelen. Zeker voor de fundering en bekabeling is het in het algemeen mogelijk deze voor een nieuw project te benutten.

B2.3. Specificatie investeringen en exploitatiekosten

Als resultaat van de in de voorgaande paragrafen is de volgende specificatie van de diverse te onderscheiden windenergiesystemen op te stellen.

Aantal:	1	10	40
		Guldens 1987	
Turbine	100.000	1.000.000	4.000.000
Fundering	17.000	140.000	520.000
Elektr. aansluiting	7.500	129.000	534.000
Infrastructuur	1.000	14.000	56.000
Engineering	0	60.000	120.000
Transport/montage	15.000	100.000	320.000
Diversen	5.000	5.000	200.000
Totaal	145.500	1.493.000	5.750.000

Tabel B2.3.1a.: Specificatie investering windenergiesystemen 16 meter turbine, peiljaar 1990

Aantal:	1	10	40
		Guldens 1987	
Turbine	85.000	850.000	3.400.000
Fundering	13.000	110.000	400.000
Elektr. aansluiting	7.500	129.000	534.000
Infrastructuur	1.000	14.000	56.000
Engineering	0	40.000	80.000
Transport/montage	12.800	85.000	270.000
Diversen	4.500	45.000	180.000
Totaal	123.800	1.273.000	4.920.000

Tabel B2.3.1b.: Specificatie investering windenergiesystemen 16 meter turbine, peiljaar 2000

Aantal:	1	10	40
		Guldens 1987	
Turbine	287.500	2.875.000	11.500.000
Fundering	30.000	275.000	1.000.000
Elektr. aansluiting	10.000	263.000	1.082.000
Infrastructuur	1.000	22.000	88.000
Engineering	0	75.000	150.000
Transport/montage	43.100	288.000	920.000
Diversen	14.400	140.000	560.000
Totaal	385.600	3.938.000	15.300.000

Tabel B2.3.1c.: Specificatie investering windenergiesystemen 25 meter turbine, peiljaar 1990

Aantal:	1	10	40
		Guldens 1987	
Turbine	212.500	2.125.000	8.500.000
Fundering	27.500	225.000	800.000
Elektr. aansluiting	10.000	263.000	1.082.000
Infrastructuur	1.000	22.000	88.000
Engineering	0	50.000	100.000
Transport/montage	31.900	213.000	680.000
Diversen	11.000	110.000	440.000
Totaal	293.900	3.008.000	11.690.000

Tabel B2.3.1d.: Specificatie investering windenergiesystemen 25 meter turbine, peiljaar 2000

Aantal:	1	10	40
		Guldens 1987	
Turbine	540.000	5.400.000	21.600.000
Fundering	49.500	405.000	1.440.000
Elektr. aansluiting	12.500	485.000	2.030.000
Infrastructuur	1.000	30.000	120.000
Engineering	0	100.000	200.000
Transport/montage	81.000	540.000	1.730.000
Diversen	26.000	260.000	1.050.000
Totaal	710.000	7.220.000	28.170.000

Tabel B2.3.1e.: Specificatie investering windenergiesystemen 34 meter turbine, peiljaar 2000

Aantal:	1	10	40
		Guldens 1987	
Turbine	1.760.000	17.600.000	70.400.000
Fundering	72.000	560.000	1.920.000
Elektr. aansluiting	0	191.000	1.330.000
Infrastructuur	1.000	39.000	156.000
Engineering	50.000	200.000	1.400.000
Transport/montage	264.000	1.760.000	5.624.000
Diversen	80.000	800.000	3.000.000
Totaal	2.227.500	21.150.000	82.830.000

Tabel B2.3.1f.: Specificatie investering windenergiesystemen 45 meter turbine, peiljaar 2000

Aantal:	1	10	40
		Guldens 1987	
Beheer	0	10.000	40.000
Onderhoud	1.460	14.950	57.500
Verzekering	870	8.950	34.500
Pacht	640	6.400	25.600
OG belasting	440	4.500	17.300
Totaal	3.410	44.800	174.900

Tabel B2.3.2a.: Specificatie exploitatie windenergiesystemen 16 meter turbine, peiljaar 1990

Aantal:	1	10	40
		Guldens 1987	
Beheer	0	7.500	30.000
Onderhoud	740	7.650	29.500
Verzekering	740	7.650	29.500
Pacht	640	6.400	25.600
OG belasting	370	3.800	14.800
Totaal	2.490	33.000	129.400

Tabel B2.3.2b.: Specificatie exploitatie windenergiesystemen 16 meter turbine, peiljaar 2000

Aantal:	1	10	40
		Guldens 1987	
Beheer	0	10.000	40.000
Onderhoud	3.860	39.400	153.000
Verzekering	2.310	23.600	91.800
Pacht	1.570	15.700	62.800
OG belasting	1.160	11.800	45.900
Totaal	8.900	100.500	393.500

Tabel B2.3.2c.: Specificatie exploitatie windenergiesystemen 25 meter turbine, peiljaar 1990

Aantal:	1	10	40
		Guldens 1987	
Beheer	0	7.500	30.000
Onderhoud	1.760	18.050	70.100
Verzekering	1.760	18.050	70.100
Pacht	1.570	15.700	62.800
OG belasting	880	9.000	35.100
Totaal	5.970	68.300	268.100

Tabel B2.3.2d.: Specificatie exploitatie windenergiesystemen 25 meter turbine, peiljaar 2000

Aantal:	1	10	40
		Guldens 1987	
Beheer	0	7.500	30.000
Onderhoud	4.260	43.500	169.000
Verzekering	4.260	43.500	169.000
Pacht	2.900	29.000	116.000
OG belasting	2.130	21.500	85.000
Totaal	13.550	145.000	569.000

Tabel B2.3.2e.: Specificatie exploitatie windenergiesystemen 34 meter turbine, peiljaar 2000

Aantal:	1	10	40
		Guldens 1987	
Beheer	0	7.500	30.000
Onderhoud	13.350	127.000	497.000
Verzekering	13.350	127.000	497.000
Pacht	5.050	50.500	202.000
OG belasting	6.700	63.500	248.000
Totaal	38.450	375.500	1.474.000

Tabel B2.3.2f.: Specificatie exploitatie windenergiesystemen 45 meter turbine, peiljaar 2000

B2.4. Resumé investeringen en exploitatiekosten

Voor een overzicht worden de gegevens van de tabellen B2.3.1a t/m f en B2.3.2a t/m f samengevat in het volgende overzicht. Hieruit worden de kentallen voor de specifieke investering en exploitatiekosten afgeleid.

Jaar:	1990	2000
Rotor/aantal	Guldens 1987	
16 meter		
n=1	145.500	123.800
n=10	1.493.000	1.273.000
n=40	5.750.000	4.920.000
25 meter		
n=1	385.600	293.900
n=10	3.938.000	3.008.000
n=40	15.300.000	11.690.000
34 meter		
n=1		710.000
n=10		7.220.000
n=40		28.170.000
45 meter		
n=1		2.227.000
n=10		21.150.000
n=40		82.830.000

Tabel B2.4.1.: Investeringen

Jaar:	1990	2000	1990	2000	1990	2000
Rotor/aantal	Gulden/turbine		Gulden/kWe		Gulden/m^2	
16 meter						
n=1	145.500	123.800	1940	1650	730	620
n=10	149.300	127.300	1990	1700	750	640
n=40	143.750	123.000	1920	1640	720	620
25 meter						
n=1	385.600	293.900	1540	1180	770	590
n=10	393.800	300.800	1580	1200	790	600
n=40	382.500	292.250	1530	1170	770	580
34 meter						
n=1		710.000		1420		790
n=10		722.000		1440		800
n=40		704.250		1410		780
45 meter						
n=1		2.227.000		2230		1390
n=10		2.115.000		2120		1320
n=40		2.070.750		2070		1290

Tabel B2.4.2.: Specifieke investering

Jaar:	1990	2000	1990	2000
Rotor/aantal	Gulden		Gulden/m^2	
16 meter				
n=1	3.410	2.490	17	12
n=10	44.800	33.000	22	17
n=40	174.900	129.400	22	16
25 meter				
n=1	8.900	5.970	18	12
n=10	100.500	68.300	20	14
n=40	393.500	268.100	20	13
34 meter				
n=1		13.550		15
n=10		145.000		16
n=40		569.000		16
45 meter				
n=1		38.450		24
n=10		375.500		23
n=40		1474.000		23

Tabel B2.4.3.: Exploitatiekosten windenergiesystemen

B2.5. Literatuur

[1] De relatie tussen rotordiameter en kWh-prijs en de invloed van massaproduktie op de kWh-prijs
P. Klaus
Windkracht Nederland
Nationale Windenergie Conferentie 1985; Paper V6

[2] Onderzoek Duurzame Energie
Deelstudie voorzieningsketen windenergie, Fase I
F.J. Föllings
Holland Windturbine
Utrecht, september 1986

[3] Onderzoek Duurzame Energie
Deelstudie voorzieningsketen windenergie, Fase II
Holland Windturbine
Utrecht, februari 1987

[4] Windenergie, Fase A: "State of the art"
H.Y. Becht et al.
Centrum voor Energiebesparing en Schone technologie
Delft, oktober 1986

[5] Windenergie in 2050, Fase B, technische en economische ontwikkelingen
Windgroep Centrum voor energiebesparing en schone technologie
Delft, mei 1987

[6] Wegwijzer windenergie voor elektriciteitsbedrijven
A. van Beek, et al.
Centrum voor energiebesparing en schone technologie
Delft, februari 1988

[7] Economie van windcentrales
E.E.L.A. Flohr, F.J. Föllings, A.E. Pfeiffer
Holland Windturbine BV.
Utrecht, maart 1988

[8] Economie van windcentrales, Appendices
E.E.L.A. Flohr, F.J. Föllings, A.E. Pfeiffer
Holland Windturbine BV.
Utrecht, maart 1988

[9] Kostenvergelijking en -prognose middelgrote windturbines
Notitie Energy Connection
Delft, maart 1988

PRIJZEN ELEKTRICITEIT BIJLAGE 3

Deze bijlage behandelt de in de studie gehanteerde prijzen voor elektriciteit. Hierbij is sprake van een elektriciteitsprijs, zoals deze geldt voor teruglevering door particulieren en de situatie van nutsbeheer, waarbij het distributiebedrijf elektriciteit produceert voor verdere distributie in het verzorgingsgebied.

Achtereenvolgens worden de verschillende gehanteerde categorieën voor elektriciteit beschreven. Daarna komen de uitgangspunten voor de onderzochte prijsniveaus aan de orde, waarna de bijlage wordt afgesloten met tabellen, die de gehanteerde prijzen bevatten.

B3.1. Prijsstelling elektriciteit

In deze studie spelen elektriciteitsprijzen op een aantal manieren een rol. Een onderscheid kan worden gemaakt naar de elektriciteitsinkoopprijs, die wordt gehanteerd om de met het windenergiesysteem opgewekte elektriciteit te waarderen, zowel in het geval van een particulier, als in nutsbeheer. In het eerste geval wordt alleen de elektriciteitsprijs beschouwd, waarvoor deze particulier zijn elektriciteit verkoopt van het openbare net; in het tweede geval is dit de prijs, die het distributiebedrijf zou moeten betalen bij inkoop van de produktiesector.

```
ELEKTRICITEITSPRIJSSTELLING
|  |
|  Particulierbeheer
|  |
|  |_____Inkoop
|  |
|  |_____Teruglevering
|                |
|                |___Laag
|
|__Nutsbeheer
   Inkoop RBT-wind LS/MS
```

Schema B3.1.: Elektriciteitprijsstelling

Bij de categorie inkoop RBT-wind is een verdeling gemaakt in afnemers op laagspanning (LS) en middenspanning (MS). Deze grens wordt gelegd bij 600 kWe. Het verschil bedraagt 2,2 ct/kWh.

B3.1.1. Teruglevering van elektriciteit

Bij particulierbeheer kan teruglevering van elektriciteit aan het openbare net plaatsvinden. In deze studie is voor de teruglevering van elektriciteit uitgegaan van het tarief, dat is afgeleid van de huidige regeling voor teruglevering uit ongegarandeerd vermogen, aangeduid als TL-laag.

TL-laag is gelijkgesteld aan 95% van de gemiddelde brandstofkosten in de openbare sector plus 1,0 ct/kWh. Dit laatste bedrag representeert het gewogen gemiddelde van de 1,5 ct/kWh vermogensvergoeding, welke thans op daguren geldt en 0 ct/kWh tijdens nachturen.

B3.1.2. Inkoop van elektriciteit door distributiebedrijven

Voor nutsbeheer wordt de waarde van de met het windenergiesysteem opgewekte elektriciteit in deze studie gelijk gesteld aan de bespaarde brandstofkosten vermeerderd met de besparing op de vermogensvergoeding. Deze vergoeding wordt door de SEP aan distributiebedrijven in rekening gebracht, waarbij de huidige berekeningsmethodiek volgens het RBT geldt.

Volgens deze methode wordt aan het distributiebedrijf een vermogensvergoeding in rekening gebracht, die gelijk is aan het gemiddeld opgenomen vermogen in de 2 verrekenpieken, vermenigvuldigd met de vermogensvergoeding per kW. Door het inzetten van windenergie besparen distributiebedrijven op de vermogensvergoeding, voorzover het beschikbare vermogen van windenergie samenvalt met deze 2 verrekenpieken.

Voor het berekenen van de gemiddelde besparing op langere termijn door wind moet dus allereerst de verwachtingswaarde van het windvermogen op de 2 verrekenmomenten (P_{piek}) worden bepaald.

Bij een gelijkmatige windaanbodsverdeling over het gehele jaar kan deze als volgt worden bepaald:

$$P_{piek} = \frac{uren_{vol}}{8760} \times P_{nom} \qquad [1]$$

waarin: P_{piek} = Beschikbaar windvermogen tijdens de verrekenpieken [kWe]

P_{nom} = Opgesteld windvermogen [kWe]

$uren_{vol}$ = Aantal vollasturen van het windenergiesysteem

Wordt dit omgeslagen over het aantal door de windturbine geproduceerde kiloWatturen, dan levert dit de volgende besparing op de vermogensvergoeding op:

$$Besp = \frac{P_{piek} \times V\text{-}verg}{E} \quad [gld/kWh] \qquad [2]$$

waarin: V-verg = Vermogensvergoeding [gld/kW]

E = Jaarproduktie van de windturbine [kWh]

Combinatie van [1] en [2] levert:

$$Besp = \frac{uren_{vol}/8760 \times P_{nom} \times V\text{-}verg}{uur_{vol} \times P_{nom}} = \frac{V\text{-}verg}{8760} \quad [gld/kWh] \qquad [3]$$

Dit impliceert, dat bij een gelijkmatig windaanbod over het gehele jaar voor de vermogensvergoeding, ongeacht type en grootte van de windturbine bovenstaand vast bedrag in gld/kWh kan worden aangehouden.

In de praktijk blijkt echter dat het windaanbod in de wintermaanden en overdag groter is dan het jaargemiddelde, zoals in Bijlage 1 is aangegeven. Het gevolg hiervan is, dat de kans, dat een windturbine vermogen levert in de 2 verrekenpieken (die in de praktijk altijd overdag in de winter vallen) en dus ook de besparing op de vermogensvergoeding groter is, dan boven is verondersteld.

Op basis van de windsnelheidsverdeling op Schiphol kan worden afgeleid, dat bij een eerste orde-benadering de energie-inhoud van de wind, en dus ook de energieopbrengst van een windturbine in de winterperiode november t/m februari en in de daguren (7 - 23 uur) 39% hoger ligt dan het jaargemiddelde (zie Bijlage 1, Tabel B1.6). Aangezien deze opbrengst wordt gerealiseerd door een evenredig groter aantal vollasturen, heeft dit tot gevolg, dat de kans, dat een windturbine in de verrekenpieken levert ook 1.39 maal (118/85) de waarde is, die boven is afgeleid. In combinatie met [3] wordt gevonden:

$$\text{Besp} = 1{,}39 \times \frac{\text{V-verg}}{8760} \quad [\text{gld/kWh}]$$

Naast bovenstaande correctie kan nog een aanpassing worden aangebracht, omdat het geplande onderhoud buiten de periode waarin de verrekenpieken vallen, kan worden uitgevoerd. Het effect hiervan is echter marginaal en wordt daarom buiten beschouwing gelaten.

Met nadruk wordt erop gewezen, dat dit de genoemde besparing op de vermogensvergoeding is volgens de huidige RBT-systematiek. Dat wil niet zeggen, dat hieruit de besparing op opgesteld vermogen rechtstreeks kan worden afgeleid.

B3.2. Uitgangspunten prijsniveaus

De prijzen van brandstoffen voor de openbare elektricitietsopwekking en de daarmee samenhangende prijzen van elektriciteit zijn van bepalende invloed op de rentabiliteit van de in deze studie onderzochte windenergiesystemen. Het is derhalve van belang na te gaan, wat het effect is van wijzingen in de brandstof- en elektriciteitsprijzen op deze rentabiliteit.

Ten behoeve van deze studie zijn de prijsniveaus gehanteerd, zoals door het Ministerie van Economische Zaken in het kader van de Nationale Energie Verkenningen (prijzenset 1988) zijn uitgewerkt. Uitgangspunt daarbij is geweest, dat de verschillende brandstofprijsni-

veaus in combinatie met de verschilende elektriciteitsparken en de daarmee samenhangende elektriciteitsprijzen inzicht dienen te bieden in de effecten hiervan op de rentabiliteit. Het gaat daarbij niet om de absolute mutaties, maar om langs analytische weg inzicht te krijgen in de mate van gevoeligheid voor wijzigingen in de brandstofprijzen.

Hiervoor zijn drie brandstofprijsniveaus gehanteerd: **Hoog**, **Midden** en **Laag**. De elektriciteitsprijzen zijn bepaald aan de hand van deze brandstofprijsniveaus in combinatie met een drietal varianten bestaande uit mogelijke elektriciteitsparken, gekarakteriseerd met de termen **Gas**, **Kolen** en **Kern**. In de kernvariant wordt een evenwichtige spreiding over kern-, kolen- en gasvermogen verondersteld. In de kolenvariant wordt gespreid over de energiedragers steenkool en aardgas. In de gasvariant is het kolenvermogen afgetopt; het restant wordt ingevuld met aardgas. De hierbij gehanteerde uitgangspunten zijn beschreven in de rapportage over de NEV. Dit leidt tot negen verschillende sets van elektriciteitsprijzen. Voor de berekeningen in deze studie wordt voor de windenergiesystemen gebouwd in 1990 voor de periode 1990-1999 de elektriciteitsprijzen aangehouden, zoals deze gelden in het jaar 2000. Terwijl voor de jaren vanaf 2000 het niveau van 2010 geldt. Voor systemen gebouwd in het jaar 2000 gelden eveneens de prijzen van 2010, waarna deze constant voor de periode erna worden gehouden.

In Figuur 2.3.1 en 2.3.2 zijn de gehanteerde elektriciteitsprijzen opgenomen. Voor alle varianten geldt, dat van laag naar hoog de brandstofkosten stijgen en dat nagenoeg alle terugleververg oedingen volgens TL-laag een overeenkomstig beeld vertonen. De situatie bij Hoog/Nucleair in de periode 2000-2010 vormt hierop een uitzondering, omdat in dit scenario relatief meer elektriciteit wordt geproduceerd met kerncentrales en de brandstofkosten hierbij laag zijn.

B3.3. Prijzen elektriciteit

In het model ERWIN zijn de volgende elektriciteitsprijzen in de energieprijzen data-base opgenomen.

Niveau:	Laag		Midden		Hoog	
Jaar :	2000	2010	2000	2010	2000	2010
			ct/kWh			
TL-laag	6,4	7,2	7,0	7,3	7,5	8,0
RBT-wind/MS	9,5	10,3	10,2	10,6	10,8	11,4

Tabel B3.3.1: Elektriciteitsprijzen
Elektriciteitspark: Kolen

Niveau:	Laag		Midden		Hoog	
Jaar :	2000	2010	2000	2010	2000	2010
			ct/kWh			
TL-laag	7,2	9,2	9,8	12,3	12,4	15,6
RBT-wind/MS	10,1	11,7	12,3	14,5	14,6	17,5

Tabel B3.3.2: Elektriciteitsprijzen
Elektriciteitspark: Gas

Niveau:	Laag		Midden		Hoog	
Jaar :	2000	2010	2000	2010	2000	2010
			ct/kWh			
TL-laag	6,3	5,3	6,7	5,5	6,9	5,3
RBT-wind/MS	9,6	9,1	10,1	9,4	10,5	9,5

Tabel B3.3.3: Elektriciteitsprijzen
Elektriciteitspark: Kern

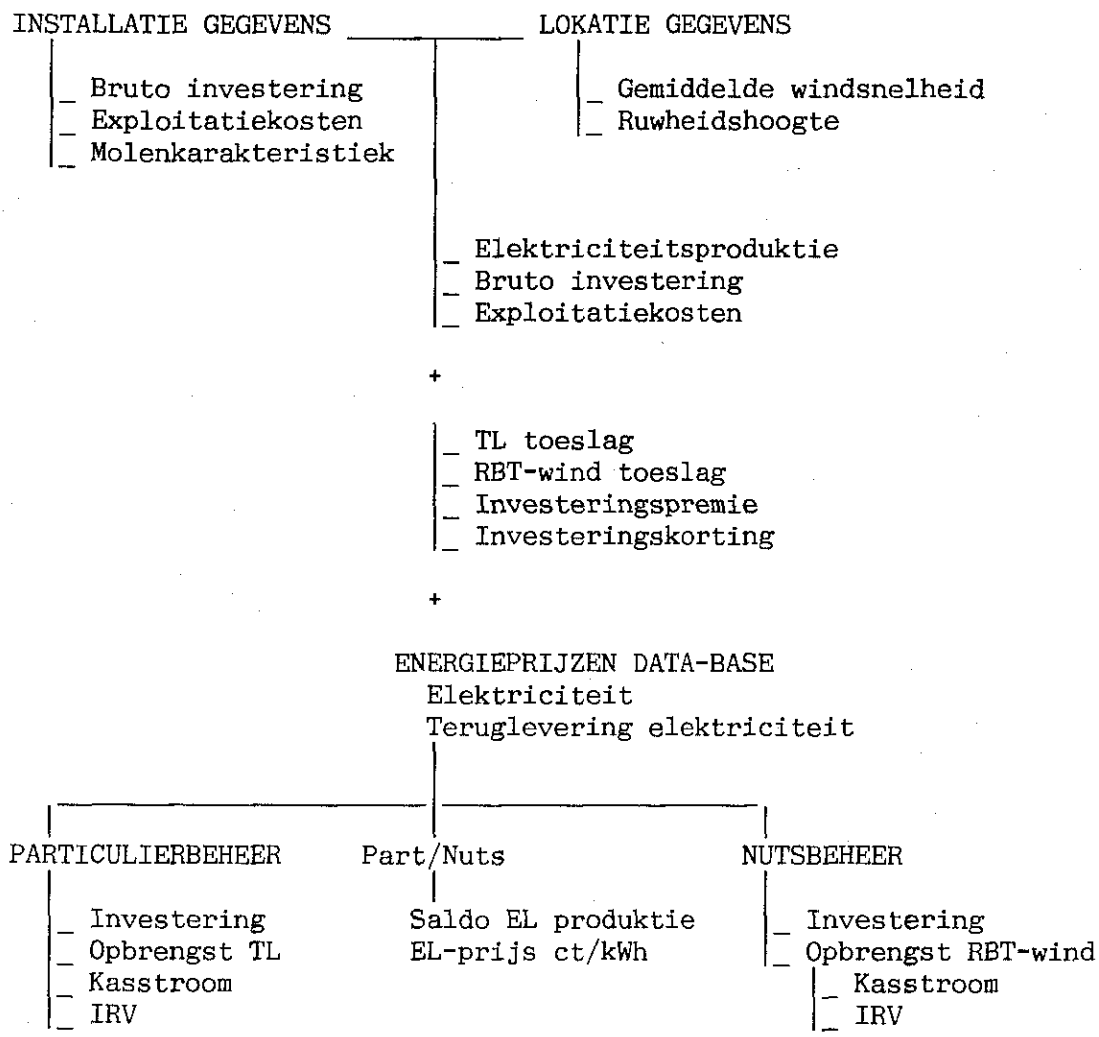
REKENMETHODIEK BIJLAGE 4

Het bepalen van de rentabiliteit van de onderzochte installaties wordt uitgevoerd met een computerprogramma in spreadsheet (softwarepakket Symphony 1.2 of hoger, Engelstalig) op een PC. In deze bijlage wordt de gevolgde berekeningsgang beschreven, waarbij stapsgewijs de modules in het spreadsheet worden gevolgd, waarvan in Schema B4 de programmamodulen zijn weergegeven.

De berekeningsgang wordt toegelicht aan de hand van een afdruk, waarin een getallenvoorbeeld wordt getoond. Gekozen is voor een windenergiesysteem met 25 meter windturbines in 1990, 10 stuks in configuratie lijn en geplaatst aan de kust. Hierbij is de volgende combinatie van varianten gehanteerd:

Prijspad	: NEV88-Kolen/Midden
TL toeslag	: +2 ct/kWh
RBT-wind toeslag	: 0 ct/kWh
Investeringspremie	: 25 procent
Investeringskorting	: 0 procent
Exploitatiekorting	: 0 procent

```
BRET /ERWIN: Windenergiesystemen                    Versie 1.1 (c)ESC
~~~
```



Schema B4.: Berekeningsgang ERWIN model

MOLEN-KARAKTERISTIEK			Type	Diam	Hoogte	Opp	Vermogen
Case		25	1	16	30	201	75
Molentype	-	2	2	25	30	491	250
			3	34	40	908	500
			4	45	60	1590	1000
Rotor	meter	25					
Ashoogte	meter	30					
Rotoropp	m2	491					
Vermogen	kWe	250					

LOKATIE-KARAKTERISTIEK			Lok	Omschr	Vgem	Ruwheid	Hoogte
Lokatie	-	K	K	Kust	6.0	3	0.03
			W	Windrijk	5.5	3	0.03
			O	Obstakels	5.5	5	0.25
Omschrijving	-	Kust					
V gem db	m/sec	6.0					
Correctie	m/sec	0.0					
Vgem	m/sec	6.0					
Ruwheidklasse	-	3.0					
	m	0.0					
Vgem cor	m/sec	7.14					

Opbrengstfactor		2.75			
Correctie		0.00			
Opbrengstfaktor		2.75			
Opbr molen	kWh	492023			
Aantal	-	10			
opstelling	-	L	Lijn	Carre	0.90
Zogeffect	-	0.95		Lijn	0.95
Zogeffect inzet	-	0.95		n=1	1.00
Opbrengst	kWh	4674220			

De beschrijving van de berekeningang volgt het gekozen algoritme, zoals in Schema B4 en de output is weergegeven.

De berekeningsgang kent de volgende stappen:
- Installatie- en lokatiegegevens
- Elektriciteitsproduktie
- Investeringen en exploitatiekosten
- Energieprijzen
- Rentabiliteit particulierbeheer
- Rentabiliteit nutsbeheer

De volledige output van een berekeningsgang is weergegeven op de volgende bladzijden. Opgemerkt dient te worden, dat dit een enigszins bijgewerkte versie betreft; tussenresultaten zijn hieruit verwijderd.

Voor een uiteenzetting over het gebruik van het programma ERWIN wordt verwezen naar de gebruikershandleiding, welke een onderdeel vormt van de handleidingen over Bedrijfseconomische Rekenmodellen Energie-Technologiën. Hierin worden naast ERWIN tevens de modellen voor GEIN en KNIE behandeld.

```
==================================================
Investerings Database:            ERWIN
--------------------   Jaar:      1990      2000
Molen 16 meter                 --------------------
  n=1          gld 1-1-inv      145400    123800
  n=10         gld 1-10-inv    1493000   1273000
  n=40         gld 1-40-inv    5750000   4920000
                               - - - - - - - - - -
  n=1          gld 1-1-expl       2970      2120
  n=10         gld 1-10-expl     40300     29200
  n=40         gld 1-40-expl    157600    114600
Molen 25 meter      ------------------------------
  n=1          gld 2-1-inv      385600    293900
  n=10         gld 2-10-inv    3938000   3008000
  n=40         gld 2-40-inv   15300000  11690000
                               - - - - - - - - - -
  n=1          gld 2-1-expl       7740      5090
  n=10         gld 2-10-expl     88700     59300
  n=40         gld 2-40-expl    347600    233000
Molen 34 meter                 --------------------
  n=1          gld 3-1-inv          x    710000
  n=10         gld 3-10-inv         x   7220000
  n=40         gld 3-40-inv         x  28170000
                               - - - - - - - - - -
  n=1          gld 3-1-expl         x     11420
  n=10         gld 3-10-expl        x    123500
  n=40         gld 3-40-expl        x    484000
Molen 45 meter                 --------------------
  n=1          gld 4-1-inv          x   2227000
  n=10         gld 4-10-inv         x  21150000
  n=40         gld 4-40-inv         x  82830000
                               - - - - - - - - - -
  n=1          gld 4-1-expl         x     31750
  n=10         gld 4-10-expl        x    312000
  n=40         gld 4-40-expl        x   1226000
==================================================
Codering case       Molentype        25
                    Aantal           10    Code : 2-10
                    Jaar           1990    Kolom:        1
--------------------
Invest=   2-10-inv    3938000
Inv korting     prc         0
Investering     gld   3938000
--------------------
Inv premie      prc        25
Premie          gld    984500
--------------------
OGB             prc       0.3
OGB invest      gld   2953500
OGB             gld      8861
--------------------
Rente           prc         5
Looptijd       jaar        15      9.63%
Annuiteit       gld    289064
-----------------------------
Expl=     2-10-expl     88700
Expl korting    prc         0
Expl korting    gld         0
Beh/ond/OGB     gld   97560.5
=============================
```

Zichtjaar		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Prijspad:		Midden-2000									
EL-park :		Kolen									
Code :		E-1990-M/K									
		1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
TLL	TL-1990	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
RBT-wind	RBT-1990	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2
Prijspad:		Midden-2010									
EL-park :		Kolen									
Code :		E-2000-M/K									
		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
TLL	TL-2000	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3
RBT-wind	RBT-2000	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6
Prijspad:		Midden-2010									
EL-park :		Kolen									
Code :		E-2000-M/K									
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
TLL	TL-2000	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3
RBT-wind	RBT-2000	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6

EL produktie kWh 4674220

Codering EL prijzen											
Startjaar		1990									
Prijspad		E-1990-M/K		E-M/K							
Vermogen	kWe	25000									
TL	TL-1990	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
TL toeslag inzet		2.0									
TL inzet	ct/kWh	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0
RBT											
RBT MS	RBT-1990	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2
RBT LS cor RBT		0.0									
toeslag RBT inzet		0.0									
	ct/kWh	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2

Part	Part	Part	Part	Part	Part	Part	Part	Part	Part	Part	Part
Opbr TL	gld	420680	420680	420680	420680	420680	420680	420680	420680	420680	420680
Exploitatie	gld	97561	97561	97561	97561	97561	97561	97561	97561	97561	97561
Opbrengst	gld	323119	323119	323119	323119	323119	323119	323119	323119	323119	323119
Premie	gld	984500									
KS	-3938000	1307619	323119	323119	323119	323119	323119	323119	323119	323119	323119
											4215693
Zichtper	jaar	10	15	20	Inzet	15					
IRV	prc	1.6%	6.8%	8.8%		6.8%					
KS/Inv	-	-1.07	1.50	1.93		1.50					

Nuts	Nuts	Nuts	Nuts	Nuts	Nuts	Nuts	Nuts	Nuts	Nuts	Nuts	Nuts
Opbr RBT	gld	476770	476770	476770	476770	476770	476770	476770	476770	476770	476770
Exploitatie	gld	97561	97561	97561	97561	97561	97561	97561	97561	97561	97561
Opbrengst	gld	379210	379210	379210	379210	379210	379210	379210	379210	379210	379210
Premie	gld	984500									
KS	-3938000	1363710	379210	379210	379210	379210	379210	379210	379210	379210	379210
											4776600
Zichtper	jaar	10	15	20	Inzet	15					
IRV	prc	4.5%	9.3%	11.0%		9.3%					
KS/Inv	-	-1.21	1.72	2.22		1.72					

ct/kWh	ct/kWh	ct/kWh
Annuiteit	gld	289064
Exploitatie	gld	97561
Saldo EL		386624
EL prod	ct/kWh	8.3

RESULTATEN VARIANT BEREKENINGEN BIJLAGE 5

Deze bijlage bevat de resultaten van de berekeningen van de rentabiliteit en de prijs van de geproduceerde elektriciteit voor alle varianten, zoals deze in Hoofdstuk 4 zijn aangegeven.

Turbine/jaar:	16/1990	25/1990	16/2000	25/2000	34/2000	45/2000
			IRV [procent]			
Base-case	-1,1	-1,5	4,6	5,7	3,6	-1,6
Configuratie						
n=1	1,5	0,2	7,0	7,5	5,0	-1,6
n=10, Carré	-2,0	-2,4	3,6	4,7	2,7	-2,5
n=40, Lijn	-0,5	-1,1	5,2	6,2	4,1	-1,3
n=40, Carré	-1,4	-2,0	4,2	5,2	3,1	-2,2
Lokatie						
Windrijk	-5,7	-5,9	-0,1	1,1	-0,7	-5,6
Obstakels	-7,8	-7,9	-2,1	-0,9	-1,8	-5,6
Energie						
Prijs /Park						
Laag /Kolen	-2,1	-2,5	4,4	5,5	3,4	-1,9
Hoog /Kolen	0,3	-0,2	6,3	7,4	5,3	-0,2
Laag /Gas	0,7	0,2	9,1	10,2	7,8	2,0
Midden/Gas	6,1	5,3	15,6	16,8	13,8	7,1
Hoog /Gas	10,7	9,7	21,8	23,1	19,6	11,7
Laag /Kern	-4,4	-4,7	-1,1	0,1	-1,7	-6,5
Midden/Kern	-3,4	-3,8	-0,4	0,7	-1,1	-5,9
Hoog /Kern	-3,3	-3,7	-1,1	0,1	-1,7	-6,5
Teruglevering						
+2 ct/kWh	3,4	2,8	9,4	10,5	8,1	2,2
+4 ct/kWh	7,3	6,4	13,6	14,7	12,0	5,5
+6 ct/kWh	10,8	9,7	17,5	18,7	15,6	8,5
Investeringen						
20% premie	1,8	1,3	7,9	9,1	6,8	1,2
30% premie	3,5	3,0	9,8	11,1	8,8	2,9
40% premie	5,5	5,0	12,1	13,4	11,0	4,9
Zichtperiode						
10 jaar	-8,4	-9,0	-1,1	0,2	-2,3	-8,8
20 jaar	2,1	1,7	6,9	7,9	6,1	1,5

Tabel B5.1a.: Interne rentevoet varianten
Particulierbeheer

Turbine/jaar:	16/1990	25/1990	16/2000	25/2000	34/2000	45/2000
	Mutatie IRV [procentunt]					
Base-case	-1,1	-1,5	4,6	5,7	3,6	-1,6
Configuratie						
n=1	+2,6	+1,7	+2,3	+1,7	+1,4	+0,1
n=10, Carré	-1,0	-0,9	-1,0	-1,0	-0,9	-0,8
n=40, Lijn	+0,6	+0,5	+0,6	+0,5	+0,4	+0,3
n=40, Carré	-0,4	-0,5	-0,4	-0,5	-0,5	-0,5
Lokatie						
Windrijk	-4,6	-4,4	-4,7	-4,6	-4,4	-4,0
Obstakels	-6,8	-6,4	-6,7	-6,6	-5,4	-4,0
Energie						
Prijs /Park						
Laag /Kolen	-1,1	-1,0	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2
Hoog /Kolen	+1,4	+1,3	+1,7	+1,7	+1,6	+1,4
Laag /Gas	+1,8	+1,7	+4,5	+4,5	+4,2	+3,7
Midden/Gas	+7,1	+6,8	+11,0	+11,0	+10,2	+8,7
Hoog /Gas	+11,7	+11,2	+17,2	+17,4	+15,9	+13,4
Laag /Kern	-3,4	-3,2	-5,7	-5,6	-5,3	-4,8
Midden/Kern	-2,4	-2,3	-5,1	-5,0	-4,7	-4,3
Hoog /Kern	-2,2	-2,1	-5,7	-5,6	-5,3	-4,8
Teruglevering						
+2 ct/kWh	+4,5	+4,3	+4,7	+4,7	+4,4	+3,9
+4 ct/kWh	+8,4	+7,5	+9,0	+9,0	+8,4	+7,2
+6 ct/kWh	+11,9	+11,3	+12,9	+13,0	+12,0	+10,2
Investeringen						
20% premie	+2,9	+2,8	+3,3	+3,3	+3,2	+2,9
30% premie	+4,6	+4,5	+5,2	+5,4	+5,1	+4,6
40% premie	+6,6	+6,5	+7,5	+7,7	+7,3	+6,6
Zichtperiode						
10 jaar	-7,3	-7,4	-5,8	-5,5	-6,0	-7,1
20 jaar	+3,1	+3,2	+2,3	+2,2	+2,4	+3,1

Tabel B5.2a.: Mutatie interne rentevoet varianten
Particulierbeheer

Turbine/jaar:	16/1990	25/1990	16/2000	25/2000	34/2000	45/2000
			IRV [procent]			
Base-case	5,9	5,1	12,1	13,3	10,7	4,4
Configuratie						
n=1	12,3	10,6	19,2	20,0	16,5	4,5
n=10, Carré	4,8	4,1	11,0	12,1	9,6	3,5
n=40, Lijn	6,5	5,6	12,9	13,9	11,2	4,8
n=40, Carré	5,5	4,6	11,7	12,7	10,0	3,8
Lokatie						
Windrijk	1,0	0,4	6,7	7,8	5,6	0,1
Obstakels	-1,1	-1,6	4,5	5,6	4,4	0,1
Energie						
Prijs /Park						
Laag /Kolen	4,7	4,0	11,5	12,6	10,1	3,9
Hoog /Kolen	7,1	6,2	13,8	14,9	12,2	5,7
Laag /Gas	6,2	5,4	14,4	15,6	12,7	6,2
Midden/Gas	10,2	9,2	19,8	21,0	17,7	10,2
Hoog /Gas	14,0	12,8	25,2	26,6	22,7	14,2
Laag /Kern	4,2	3,5	8,9	10,0	7,6	1,8
Midden/Kern	5,1	4,3	9,6	10,7	8,3	2,4
Hoog /Kern	5,8	5,0	9,8	10,9	8,5	2,6
Investeringen						
20% premie	9,2	8,3	16,0	17,3	14,4	7,7
30% premie	11,2	10,3	18,3	19,6	16,6	9,6
40% premie	13,5	12,6	21,0	22,4	19,2	11,9
Zichtperiode						
10 jaar	0,1	-0,8	7,8	9,2	6,1	-1,4
20 jaar	8,1	7,4	13,7	14,7	12,3	6,7

Tabel B5.1b.: Interne rentevoet varianten
Nutsbeheer

Turbine/jaar:	16/1990	25/1990	16/2000	25/2000	34/2000	45/2000
			Mutatie IRV [procentunt]			
Base-case	5,9	5,1	12,1	13,3	10,7	4,4
Configuratie						
n=1	+6,5	+5,5	+7,1	+6,7	+5,8	+0,1
n=10, Carré	-1,0	-1,0	-1,2	-1,2	-1,1	-0,9
n=40, Lijn	+0,7	+0,5	+0,7	+0,6	+0,5	+0,4
n=40, Carré	-0,4	-0,5	-0,5	-0,6	-0,6	-0,6
Lokatie						
Windrijk	-4,9	-4,6	-5,4	-5,4	-5,0	-4,3
Obstakels	-7,0	6,76	-7,7	-7,7	-6,2	-4,3
Energie						
Prijs /Park						
Laag /Kolen	-1,1	-1,1	-0,6	-0,6	-0,6	-0,5
Hoog /Kolen	+1,2	+1,1	+1,6	+1,7	+1,5	+1,3
Laag /Gas	+0,4	+0,4	+2,2	+2,3	+2,1	+1,7
Midden/Gas	+4,3	+4,2	+7,6	+7,8	+7,1	+5,8
Hoog /Gas	+8,1	+7,8	+13,1	+13,3	+12,1	+9,8
Laag /Kern	-1,6	-1,6	-3,2	-3,3	-3,0	-2,6
Midden/Kern	-0,7	-0,7	-2,6	-2,6	-2,4	-2,0
Hoog /Kern	-0,1	-0,1	-2,4	-2,4	-2,2	-1,9
Investeringen						
20% premie	+3,3	+3,3	+3,9	+4,0	+3,7	+3,2
30% premie	+5,3	+5,2	+6,2	+6,4	+6,0	+5,2
40% premie	+7,6	+7,5	+8,9	+9,1	+8,6	+7,5
Zichtperiode						
10 jaar	-5,7	-5,9	-4,3	-4,1	-4,6	-5,8
20 jaar	+2,2	+2,3	+1,5	+1,4	+1,6	+2,3

Tabel B5.2b.: Mutatie interne rentevoet varianten Nutsbeheer

Turbine/jaar:	16/1990	25/1990	16/2000	25/2000	34/2000	45/2000
			ct/kWh			
Base-case	9,9	10,3	7,5	7,0	7,9	11,0
Configuratie						
n=1	8,6	9,4	6,6	6,4	7,3	10,9
n=10, Carré	10,4	10,8	7,9	7,4	8,3	11,6
n=40, Lijn	9,5	10,0	7,2	6,8	7,7	10,7
n=40, Carré	10,0	10,5	7,6	7,2	8,1	11,3
Lokatie						
Windrijk	12,8	13,3	9,7	9,1	10,2	14,2
Obstakels	14,4	15,0	10,9	10,3	10,9	14,2
Investeringen						
20% premie	8,4	8,7	6,3	5,9	6,6	9,1
30% premie	7,6	7,9	5,7	5,3	6,0	8,2
40% premie	6,9	7,1	5,1	4,8	5,3	7,3
Zichtperiode						
10 jaar	12,4	13,1	9,5	9,0	10,1	14,2
20 jaar	8,6	8,9	6,5	6,1	6,8	9,4

Tabel B5.3.: Elektriciteitsproduktieprijs

Turbine/jaar:	16/1990	25/1990	16/2000	25/2000	34/2000	45/2000
			Mutatie [ct/kWh]			
Base-case	9,9	10,3	7,5	7,0	7,9	11,0
Configuratie						
n=1	-1,2	-0,9	-0,9	-0,6	-0,6	0,0
n=10, Carré	+0,5	+0,6	+0,4	+0,4	+0,4	+0,6
n=40, Lijn	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
n=40, Carré	+0,2	+0,3	+0,2	+0,2	+0,2	+0,4
Lokatie						
Windrijk	+2,9	+3,1	+2,2	+2,1	+2,4	+3,3
Obstakels	+4,6	+4,7	+3,4	+3,2	+3,1	+3,3
Investeringen						
20% premie	-1,5	-1,6	-1,2	-1,1	-1,3	-1,8
30% premie	-2,2	-2,4	-1,7	-1,7	-1,9	-2,7
40% premie	-3,0	-3,2	-2,3	-2,2	-2,6	-3,6
Zichtperiode						
10 jaar	+2,6	+2,8	+2,0	+2,0	+2,2	+3,2
20 jaar	-1,3	-1,4	-1,0	-0,9	-1,1	-1,5

Tabel B5.4.: Mutatie elektriciteitsproduktieprijs

Overzicht van verschenen ESC-rapporten

Onderstaande publikaties zijn, voorzover in voorraad, verkrijgbaar bij: Secretariaat ESC
Postbus 1, 1755 ZG PETTEN (tel. 02246-4347)

ESC- 1 Voorstel gecoördineerd onderzoekprogramma energie-opslag in vliegwielen
Projectvoorbereidingsgroep "Vliegwielen"
ESC- 2 Rookgasontzwaveling*
ESC- 3 Introductie scenario's zonneboilers
Energetische en economische gevolgen van de introductie van zonneboilers en andere verbeterde warmwaterapparatuur in Nederland
ESC- 4 Oil substitution in the Netherlands
A case of "negative oil substitution"
ESC- 5 Energiebesparing, hoe is het mogelijk?
Een sociaal-psychologisch onderzoek naar de bevordering van energiebesparing door gedragsbeïnvloeding bij gezinshuishoudingen*
ESC- 5 Energiebesparing, hoe is het mogelijk?
SAM Een samenvatting van rapport ESC-5
ESC- 6 Huidige en toekomstige stoomketelcapaciteit in Nederland
ESC- 7 Energiegebruik van industriesectoren in relatie tot economische karakteristieken peiljaar 1977
ESC- 8 De lasten en baten van de openbare elektriciteitsvoorziening in Nederland - waarin opgenomen de historische kosten van kernenergie
ESC- 9 Kolen als industriële brandstof
ESC-10 Bestrijding van SO_2- en NO_x-emissie bij steenkoolverbruik
ESC-11 Kolengestookte ketelinstallaties
ESC-12 Steenkoolas
ESC-13 Chemie en Kolen
ESC-14 Optimale kapaciteit van warmtepompsystemen voor kollektieve ruimteverwarming
ESC-15 De werkgelegenheidseffecten van het Nationaal Isolatie Programma*
ESC-16 Energiebesparing Gebouwde Omgeving;
Een technische en economische vergelijking van besparingsmogelijkheden in de gebouwde omgeving
ESC-17 Beschrijving van SELPE, een model van de Nederlandse Energievoorziening (herziene versie: ESC-WR-85-01)
ESC-18 Energie uit Maas en Rijn; een systematische analyse
ESC-19 Stoomketelvervanging in Rijnmond
ESC-20 Energiebesparing in gezinshuishoudingen: Attitudes, normen en gedragingen, een landelijk onderzoek
ESC-21 Industrieel proceswarmtegebruik in relatie tot het temperatuurniveau
ESC-22 Integrale Energiescenario's en Modellen voor Nederland door de Werkgroep Integrale Energie Scenario's
ESC-23 De energievoorziening in de vier MDE-scenario's gebaseerd op berekeningen met het energiemodel SELPE
ESC-24 Warmte/kracht koppeling en energiecentra
ESC-25 Brandstofverbruikende installaties bij de Nederlandse industrie; Een kwantitatief overzicht

ESC-26 De beleving van risico's
Een landelijk onderzoek naar veronderstellingen, attitudes, normen en gedragingen met betrekking tot het opwekken van elektriciteit met kolen, uraan en wind
ESC-27 Kostprijs van enige energietechnieken
ESC-28 De mogelijkheden van in-situ vergassing van steenkool in Nederland
ESC-29 Het EZ-Referentiescenario 1984 - Enige berekeningen met het energiemodel SELPE
ESC-30 Optimale strategieën voor de bestrijding van zure regen veroorzakende SO_2- en NO_x-emissies; Gebaseerd op berekeningen met SELPE
ESC-31 Nieuwe energiebronnen in Japan - Opzet en uitvoering van energieonderzoekprogramma's
ESC-32 Na-isolatie, werkgelegenheid en besparingen in het Noorden des Lands - Analyse en evaluatie
ESC-33 Symposiumverslag
"Nutsbedrijven - nieuwe stijl: Meer innovatie?"
ESC-34 Individuele oordelen over technologische vernieuwingen
Voorstudies t.b.v. het project "Publiek en technologische innovaties"
ESC-35 Grootschalige energieopwekking in de industrie
Opties voor stoomproduktie 1990 tot 2000
Gevoeligheid van de rentabiliteit
ESC-36 Investeren in energiekostenbesparing
Een onderzoek naar de leverantie door het Nederlandse bedrijfsleven
ESC-37 Buurtgerichte voorlichting over energiebesparing
Een evaluatie-onderzoek naar de invloed van sociale netwerken op het voorlichtingsproces
ESC-38 Energy consumption for steel production - An example of energy accounting
ESC-39 De modellering in GAMS van het model SELPE
ESC-40 Energie en het broeikas-effect
't Kan vriezen, 't kan dooien
ESC-41 Kleinschalige (Niet-industriële) energieopwekking
Gevoeligheid van de rentabiliteit van warmteproduktie-opties
ESC-42 Nationale Energie Verkenningen 1987
ESC-43 Een wereld van verschil, de normatieve EOS-scenario's
ESC-44 Vermijden of bestrijden?
Emissies en kosten van emissiebeperking van SO_2, NO_x en stof tot 2010, behorend bij de Nationale Energie Verkenningen 1987
ESC-45 Effecten van lagere brandstofprijzen op de resultaten van de NEV-scenario's
ESC-46 Industriële WKK en kolenketels op langere termijn bij het nieuwe stimuleringsbeleid
ESC-47 Economische rentabiliteit windenergiesystemen - Rekenmodel voor de rentabiliteit onder variërende uitgangspunten

*) Niet meer voorradig, bij bibliotheek ECN beschikbaar