

Verhoging van de waarde van elektriciteit uit windenergie

Deel 2: Eindrapport

Verhoging van de waarde van elektriciteit uit windenergie

Deel 2: Eindrapport

Opdrachtgever : Vlaams Gewest -- ANRE
3E Referentie : BPS135
Auteur : Achim Woyte (3E)
Datum : 2/06/2006

Samenvatting

Doelstelling

Deze studie had tot doel om inzichten te bieden over de mogelijkheden om tot een verhoogde waarde van elektriciteit uit windenergie te komen. Hiervoor zijn verschillende methodes beschikbaar waaronder toepassing van kortetermijnvoorspellingen, lokale energieopslag en de sturing van de vraag. Terwijl de technologische status van deze methodes beschreven werd in een voorafgaande literatuurstudie, richt deze studie zich specifiek op kortetermijnvoorspellingen van de windenergieproductie.

Kortetermijnvoorspellingen van de windenergieproductie zijn van belang voor toegangsverantwoordelijken met windenergie in hun portefeuille, voor windenergieproducenten en voor de transmissienetbeheerder. Voor toegangsverantwoordelijken met een noemenswaardige fractie windenergie in hun portefeuille zijn windenergievoorspellingen noodzakelijk voor de dagelijkse opmaak van een consistente nominatie. Windenergieproducenten met vergunning als toegangsverantwoordelijke en een grote portefeuille aan stuurbare productie-eenheden kunnen voorspellingen gebruiken om de inzet van hun centralepark te optimaliseren. De transmissienetbeheerder Elia heeft vooral belang aan uurlijks of 3-uurlijks geüpdate voorspellingen met een opschuivend horizon van 36 uur in het kader van de *day-ahead congestion forecast*.

Wettelijk kader

De marktprijzen van elektriciteit uit windenergie worden voornamelijk beïnvloed door het regulerend kader voor evenwichtshandhaving, de tarifiering van onevenwicht en voor offshore windparken door de recentelijk ingevoerde toleranties op de productieafwijking. Er is een significant verschil tussen de betekenis van de begrippen onevenwicht en productieafwijking: terwijl *onevenwicht* de som beschrijft van injecties en afnames in het portefeuille van een toegangsverantwoordelijke betreft de term *productieafwijking* het verschil tussen genomineerd en geleverd vermogen voor één offshore windpark en dus injectiepunt op het transmissienet.

Beide begrippen beschrijven hoeveelheden aan energie in afwijking van een nominatie. Deze energie moet ofwel opgenomen ofwel bijgepast worden door Elia. Ze wordt daarom aan het geldige tarief vergoed ofwel door Elia ofwel door de ARP of windenergieproducent.

Tot en met 2005 bevatte het tarief voor onevenwicht de notie van een drempel van $\pm 10\%$ van de genomineerde injecties. Voorbij deze drempel werd onevenwicht gepenaliseerd: met toenemend positief of negatief onevenwicht nam de vergoeding per megawattuur af respectievelijk toe. Vanaf 2006 geldt een constant tarief voor onevenwicht. Dit hangt af van de ogenblikkelijke behoefte aan regelvermogen in de Belgische regelzone en de referentieprij voor elektriciteit. De prijzen voor positief en negatief onevenwicht worden vastgezet per kwartier maar ze zijn vanaf 2006 onafhankelijk van de hoeveelheid onevenwicht.

Praktische demonstratie en economische evaluatie

Drie voorspellingstools werden toegepast voor kortetermijnvoorspellingen op basis van verschillende modellen:

- een analytisch model (in deze studie zonder statistisch output filter),
- een model met statistische windsnelheidsberekening en analytische vermogenberekening,
- een statistisch model.

De voorspellingstools zijn allemaal gebaseerd op numerieke meteorologische voorspellingen en ze hebben een voorspellingshorizon van 40 uur of verder. De kwaliteit van de voorspellingen werd geverifieerd met behulp van meetgegevens uit de maanden december 2005 en januari 2006. De resultaten zijn daarom niet zonder meer te veralgemenen maar ze vertonen wel enkele duidelijke tendensen.

De economische waarde van kortetermijnvoorspellingen werd bepaald op basis van vier scenario's. Deze zijn:

1. tarifiering van onevenwicht volgens het onevenwichtstarief van Elia met nominatie van een constant vermogen gebaseerd op het maandgemiddelde,
2. tarifiering van het verschil tussen voorspeld en opgewekt vermogen volgens het onevenwichtstarief van Elia,
3. tarifiering van de relatieve productiefwijking zoals voorzien voor windparken op zee,
4. tarifiering van onevenwicht volgens het onevenwichtstarief van Elia met een uurlijks opschuivende nominatie op basis van *persistence* en een vast horizon van vier uur.

Het te verwachten volume aan onevenwicht, positief en negatief apart, verschilt in functie van de kwaliteit van de voorspellingen en de nominatiestrategie. In functie daarvan verschillen, los van het tariefstelsel voor onevenwicht, ook de totale inkomsten en uitgaven voor onevenwicht. Wanneer de nominatie gebaseerd is op voorspellingen die vrij zijn van systematische afwijkingen dan leidt dit tot ongeveer even veel positief onevenwicht als negatief onevenwicht. Aangezien de prijs die Elia betaalt voor positief onevenwicht altijd onder de gefactureerde prijs voor negatief onevenwicht zit, zijn de uitgaven van de ARP voor onevenwicht in dit geval hoger dan de inkomsten. Uitgaven en inkomsten zijn in elk geval hoger wanneer de nominatie niet gebaseerd is op kortetermijnvoorstellingen. De onzekerheid van de nominatie is in dit geval groter en er wordt duidelijk meer regelenergie (positief en negatief) gebruikt en doorgerekend.

Tegenover de uitgaven en inkomsten voor negatief of positief onevenwicht staat fysisch energie die Elia moet bijpassen of afnemen. Om de waarde of kost van onevenwicht voor een toegangsverantwoordelijke of van een productiefwijking voor een windenergieproducent volledig te beoordelen, moeten de inkomsten en uitgaven voor onevenwicht vergeleken worden met de marktwaarde van deze energie voor de toegangsverantwoordelijke. De energieprijis voor onevenwicht in de onderzochte maand januari 2006 bedroeg voor de onderzochte scenario's

- 53 €/MWh als inkomsten voor de ARP of windenergieproducent bij positief onevenwicht en
- 88 €/MWh als uitgaven voor de ARP of windenergieproducent bij negatief onevenwicht.

Deze prijzen zijn gelijk aan de gemiddelde tarieven voor onevenwicht van Elia in dezelfde periode. De referentieprijis bedroeg gemiddeld 72.40 €.

Conclusies

- Om een systematische afwijking te vermijden is een statistische filtering van de resultaten noodzakelijk. Hiervoor zijn historische gegevens nodig gezuiverd van bedrijfsstoringen.
- De gemiddelde absolute fout van de voorspellingen zit in de grootteorde van 10% van het geïnstalleerd vermogen. Tot een voorspellingshorizon van ongeveer vier uur is de kwaliteit van de berekende voorspellingen altijd slechter dan die van een *persistence*-voorspelling. Voor een verder voorspellingshorizon zit de gemiddelde absolute fout doorgaans in de grootteorde van 10% ook voor een ver voorspellingshorizon. Vergeleken met waardes uit de literatuur is dit een zeer goede kwaliteit.
- De voorspellingen die gebaseerd zijn op statistische modellen voor de windsnelheid op ashoogte leveren de beste resultaten voor de sites waar historische gegevens beschikbaar zijn van goede kwaliteit. Voor de sites waar enkel ongezuiverde historische gegevens beschikbaar zijn, leveren de voorspellingen met een analytisch model de beste resultaten. Wanneer historische gegevens van goede kwaliteit beschikbaar zijn, is het aangewezen om ook een analytisch model te voorzien van een statistisch filter aan de uitgang om zo de systematische afwijking verder te minimaliseren.
- Een gebruiker kan met deze voorspellingstools zijn vermogen met een waarschijnlijkheid van zo'n 60 tot 70% juist voorspellen binnen de $\pm 10\%$ en met een waarschijnlijkheid van 80 tot 90% binnen de $\pm 20\%$ van het geïnstalleerd vermogen. De waarschijnlijkheid om er meer dan 40% naast te zitten bedraagt maar enkele percent.
- Door de nominatie van de windenergieopwekking te baseren op kortetermijnvoorspellingen kan de totale productiefwijking in beide richtingen gereduceerd worden op 52 tot 58% van de productiefwijking bij de nominatie van maandgemiddelden. Door rekening te houden met een mogelijke aanpassing van de nominatie *intra-day* kan het onevenwicht nog verder gereduceerd worden.
- De overgang van het onevenwichtstarief van Elia van 2005 naar 2006 leidt tot minder extreme onevenwichtsprijzen per megawattuur onevenwicht. Dit is te wijten aan de invoering van het constant onevenwichtstarief in 2006 ten opzichte van het penalisierend tarief in 2005.

- Met de overgang van het onevenwichtstarief van Elia van 2005 naar 2006 wordt de gemiddelde prijs voor onevenwicht in eerste benadering onafhankelijk van het gebruik van kortetermijnvoorspellingen. Ook dit is te wijten aan de invoering van het constant onevenwichtstarief in 2006 ten opzichte van het penalisierend tarief in 2005.
- Met de overgang van het onevenwichtstarief van Elia van 2005 naar 2006 wordt verder het volume aan totaal uit te wisselen vergoedingen in beide richtingen verbonden aan onevenwicht gereduceerd op ruim een derde van de waarde in 2005. Deze reductie werd vastgesteld terwijl de nominatie gewoon gebaseerd was op maandgemiddelden.
- Door de nominatie te baseren op kortetermijnvoorspellingen van de windenergieopwekking is het mogelijk om de productiefwijking en daarmee het volume aan vergoedingen voor onevenwicht nog verder te reduceren. In de praktijk zal het niet mogelijk zijn om de onevenwichtvergoedingen in beide richtingen op nul te brengen maar met behulp van kortetermijnvoorspellingen kan het volume van vergoedingen en daarmee het risico verbonden aan onevenwicht geminimaliseerd worden.

Aanbevelingen

- Het gebruik van kortetermijnvoorspellingen dient aangemoedigd te worden. Op deze manier kan het totaal nodige regelvermogen voor de vereffening van een schommelende windenergieproductie gereduceerd worden op de voorspellingsfout. Dit zal de globale efficiëntie van de elektriciteitsproductie in België verhogen.
- De stockage van historische bedrijfsgegevens van windparken dient aangemoedigd te worden. Enkel op deze manier kunnen systematische voorspellingsfouten vermeden worden. De op te volgen gegevens zijn kwartiergemiddelden van het vermogen en de operationele status van elke windturbine en, indien mogelijk, ook meetgegevens van de windsnelheid. De kwaliteit van windenergievoorspellingen zonder enige statistische correctie zal altijd lager zijn dan wat mogelijk was met statistische correctie.
- De mogelijkheid om de nominatie op een injectiepunt op de dag van levering (*intra-day*) aan te passen dient overwogen te worden, bijvoorbeeld met een uurlijks opschuivend tijdvenster en de *gate closure* enkele uren voor de injectie. Windenergieproducenten kunnen daarvoor gebruik maken van *intra-day* voorspellingen. Aangezien voor deze voorspellingen een duidelijk betere kwaliteit bereikbaar is dan voor *day-ahead* voorspellingen, kan dit tot een verdere reductie leiden van de behoefte aan regelenergie voor de vereffening van een schommelende windenergieproductie. Ook dit zal de globale efficiëntie van de elektriciteitsproductie in België verhogen.
- De uitwisseling van productiegegevens en kortetermijnvoorspellingen dient aangemoedigd te worden tussen windenergieproducenten, toegangsverantwoordelijken en de netbeheerder. In verband met kortetermijnvoorspellingen van de windenergieproductie is het belangrijk dat de nominatie gebeurt op basis van de verwachtingen in een marktomgeving met duidelijke regels inzake evenwichtshandhaving. Hiervoor is een liquide markt noodzakelijk.

Inhoudsopgave

Samenvatting	3
Inhoudsopgave.....	6
Verklarende woordenlijst.....	7
1 Inleiding	8
2 Het belang van kortetermijnvoorspellingen voor verschillende partijen.....	9
3 Wettelijk kader	11
3.1 Evenwichtshandhaving	11
3.2 Tarifiering van onevenwicht.....	11
3.2.1 Historiek	11
3.2.2 Tarifiering van onevenwicht in 2005	12
3.2.3 Tarifiering van onevenwicht in 2006	12
3.3 Toleranties op de productieafwijking	14
3.3.1 Context en definities	14
3.3.2 Toleranties op de productieafwijking voor offshore windparken	14
3.3.3 Toleranties op de productieafwijking in andere gevallen.....	14
4 Optimalisatie van een kortetermijnvoorspeller in de Vlaamse context.....	16
4.1 Toegepaste voorspellingstools	16
4.2 Analyse van de voorspellingsfout	16
4.3 Scenario's voor de financiële analyse.....	16
5 Beschikbare data	20
6 Resultaten: praktische demonstratie	22
6.1 Dagverloop van voorspellingen en gerealiseerde productie	22
6.2 Gerealiseerde precisie in functie van het voorspellingshorizon	22
6.3 Statistische verdeling van de voorspellingsfout.....	26
7 Economische waarde van voorspellingen.....	28
7.1 Statistiek van het onevenwicht met kortetermijnvoorspellingen.....	28
7.2 Kosten door onevenwicht met kortetermijnvoorspellingen.....	30
8 Besluit	34
Literatuur	37
Annex	38

Verklarende woordenlijst

APX	Amsterdam Power Exchange, Nederlandse elektriciteitsbeurs
ARP	<i>Access responsible party</i> , toegangsverantwoordelijke: een producent, tussenpersoon of afnemer met toegang tot het transmissienet die verantwoordelijk is voor het evenwicht tussen injecties en afnames op kwartuurbasis
Belpex	Belgium Power Exchange, Belgische elektriciteitsbeurs in Brussel; in maart 2006 nog niet operationeel
BIAS	Tendentiele, systematische afwijking
CAP	Maximumprijs in het tarifieringsstelsel voor onevenwicht van Elia
CREG	Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas
DAFC	<i>Day-ahead congestion forecast</i> , voorspelling van de belastingtoestand van het transmissienet voor de volgende dag
Day-ahead	Eén dag op voorhand; in deze context gebruikt voor de nominatie van injecties of afnames van elektriciteit telkens op de middag vóór het volgende etmaal
Gate closure	Sluitingsuur van de elektriciteitsmarkt, na dit uur wordt geen bod meer aanvaard
Intra-day	Binnen dezelfde dag; in deze context gebruikt voor de nominatie van injecties of afnames gedurende de dag van de realisatie tot één uur vóór de realisatie
Kortetermijnvoorspelling	Een voorspelling over een horizon van één uur tot 3 dagen
MAE	Mean absolute error, normalized mean absolute error: arithmetisch gemiddelde absolute fout
MOS	Model output statistics: statistische correctie gebaseerd op empirische parameters
Modus	Waarde van een stochastische variabele met de grootste frequentie
NWP	Numerical weather predictions, numerieke weersvoorspellingen: gebaseerd op de simulatie van de atmosfeer met vrij grote resolutie
Persistence	Voorspelling van de elektriciteitsproductie uit windenergie met de veronderstelling dat het vermogen gedurende het voorspellingshorizon onveranderd blijft
Powernext	Franse elektriciteitsbeurs in Parijs
RMSE	<i>Root mean square error, normalized root mean square error</i> : kwadratisch gemiddelde fout
T	Threshold, drempel voor de tarifiering van onevenwicht
WKK	Warmtekrachtkoppeling

1 Inleiding

Het geïnstalleerd windvermogen in Europa begin 2006 bedroeg 40.5 GW met een projectie naar 60 GW tegen 2010. In maart 2006 bedroeg het geïnstalleerd windvermogen in Vlaanderen 118 MW en bedraagt de doelstelling jaarlijks 10 tot 25 turbines bij te plaatsen. Hierbij komen nog eens 216 MW voor het geplande offshore windpark van C-Power dat rechtstreeks op het transmissienet aangesloten zal worden. Een tweede domeinconcessie voor offshore windenergie werd aangevraagd in 2005. De vermogenproductie van deze windparken kan variëren tussen nul en het nominale vermogen.

Het wettelijke kader voor programmaverantwoordelijkheid in België bevoordeelt echter de voorspelbare en bij voorkeur regelbare elektriciteitsproductie. Voor de uitbating van het transmissienet zijn de regelbaarheid en de voorspelbaarheid op technisch vlak essentiële elementen maar daardoor wordt ook de marktdeelname van producenten met veel windenergie in hun portfolio bemoeilijkt.

Om de economische waarde van elektriciteit uit windenergie te verhogen staan verschillende mogelijkheden ter beschikking. De beschikbare middelen omvatten lokale energieopslag, vraagsturing en kortetermijnvoorspellingen van de elektriciteitsopbrengst. Met behulp van deze middelen is het in principe mogelijk om op basis van windenergie en andere hernieuwbare bronnen een voorspelbaar en regelbaar product aan te bieden. Deze mogelijkheden zijn daarom van belang voor verschillende partijen, namelijk producenten van windenergie, toegangsverantwoordelijken en de transmissienetbeheerder ELIA.

Het doel van deze studie is het om inzichten te bieden over de mogelijkheid om met behulp van deze technieken tot een verhoogde waarde voor elektriciteit uit windenergie te komen. In een eerste stap werd daarvoor reeds de technologische status van de drie voorgestelde technieken geïnventariseerd in een literatuurstudie [Woy 05]. Deze geeft enerzijds een overzicht over de beschikbare technieken voor de verbetering van het productieprofiel van de windenergieproductie¹ en buitenlandse referentieprojecten en anderzijds een beoordeling van de toepasbaarheid op korte tot middellange termijn in Vlaanderen. Voor de toetsing van de resultaten aan de praktijk werd een gebruikersgroep opgericht bestaande uit elektriciteitsleveranciers, windenergieproducenten en de transmissienetbeheerder.

Het voorliggende rapport richt zich specifiek op kortetermijnvoorspellingen van de windenergieproductie als de meest eenvoudige methode om de waarde van elektriciteit uit windenergie te verhogen. De studie begint met een overzicht van het belang van voorspellingen voor de verschillende partijen. Daarnaast wordt het wettelijk kader in kaart gebracht omtrent de handhaving van het evenwicht op transmissieniveau aangezien dit de marktwaarde van elektriciteit uit variabele bronnen significant beïnvloedt.

In een praktisch gedeelte worden verschillende voorspellingstools voor de windenergieproductie toegepast op de basis van analytische en statistische modellen. De toegepaste tools werken op de basis van meteorologische windvoorspellingen en ze kunnen dienen om de windenergieproductie te voorspellen met een horizon van twee tot drie dagen. Alle statistische modellen werden geïntialiseerd op basis van historische data van bestaande windparken in Vlaanderen.

De drie beschikbare voorspellingstools werden gedurende één à twee maand gebruikt om de productie van vier windturbineprojecten *day-ahead* te voorspellen. De resultaten worden vergeleken met een base case waarin altijd een constant gemiddeld vermogen verwacht wordt en de zogenaamde *persistence*-voorspelling waarin verondersteld wordt dat de windenergieproductie gedurende de komende uren meest waarschijnlijk gelijk zal blijven.

De waarde van kortetermijnvoorspellingen wordt onderzocht door berekening van de evenwichtskost voor vier verschillende scenario's, met verschillende soorten voorspellingen en voor de base case en voor verschillende tariefstelsels voor onevenwicht.

De resultaten van deze studie bieden een diepgaand inzicht in de interactie tussen kortetermijnvoorspellingen en de kosten voor onevenwicht bij een gegeven regulerend kader.

¹ Natuurkundig betreft dit elektriciteit opgewekt uit windenergie met behulp van windturbines. Voor de eenvoud noemen we in de verdere tekst ook de elektriciteit windenergie.

2 Het belang van kortetermijnvoorspellingen voor verschillende partijen

Het belang van kortetermijnvoorspellingen van de windenergieproductie verschilt voor de verschillende partijen. De belanghebbende partijen zijn

- toegangsverantwoordelijken (*access responsible parties*, ARPs),
- windenergieproducenten,
- de transmissienetbeheerder.

Voor de begeleiding van dit project en de toetsing van de resultaten werd een gebruikersgroep opgericht met vertegenwoordigers uit deze drie partijen. Enkele leden van de gebruikersgroep hebben bijgedragen aan de realisatie van dit project door productie- en windturbinegegevens ter beschikking te stellen en door hun specifieke noden en interesses omtrent de netintegratie van windenergie en meer bepaald kortetermijnvoorspellingen duidelijk te maken. De leden van de gebruikersgroep staan vermeld in Annex A.

Toegangsverantwoordelijken

De federale wetgeving verplicht de ARP tot de nominatie van zijn injecties en afnames op elk toegangspunt op de middag van de voorafgaande dag. De ARP dient daarvoor een dag voor de levering een gebalanceerd programma op te maken voor alle toegangspunten op kwartuurbasis. Na de levering moet de ARP voor het onevenwicht tussen zijn injecties en afnames een prijs voor onevenwicht betalen aan de netbeheerder. De ARP is dus economisch verantwoordelijk voor het evenwicht op kwartuurbasis.

Wanneer windenergie maar een zeer kleine fractie uitmaakt van het totaal genomineerde vermogen van een ARP dan zal de ARP de schommelingen van de windenergieproductie verwaarlozen en beschouwen als toevallige schommelingen in de vraag. Hij zal deze schommelingen vereffenen via de aansturing van zijn productiepark en de windenergie vergoeden aan zijn marginale kostprijs voor eigen productie verminderd met een percentage dat rekening moet houden met de relatieve toename van variabiliteit in zijn totale portefeuille. Voor buitenstaanders is het niet mogelijk om dit bedrag te verifiëren.

Een ARP met een noemenswaardige fractie van windenergie in zijn portefeuille kan de variaties in het aanbod niet meer verwaarlozen. Indien hij geen kortetermijnvoorspellingen gebruikt dan kunnen de variaties in de windenergieproductie het evenwicht van zijn injecties en afnames duidelijk verstoren. Hij moet dit compenseren door vrije productiecapaciteit in te schakelen of elektriciteit aan te kopen op de hub van Elia, of hij moet zijn onevenwicht vergoeden aan de netbeheerder. Kortetermijnvoorspellingen dienen hem ertoe die fractie van zijn onevenwicht te minimaliseren die te wijten is aan windenergie.

Windenergieproducenten

Het belang van kortetermijnvoorspellingen voor windenergieproducenten in Vlaanderen is vandaag beperkt. Zoals vermeld is de nominatie van injecties en afnames, en daarmee ook van de windenergieproductie, de taak van de ARP.

Gezien in het verleden de onevenwichtskost een belangrijk argument was voor leveranciers met een ARP-vergunning om windenergie relatief laag te vergoeden, kan een kortetermijnvoorstelling voor producenten die niet ARP zijn dienen om hogere prijzen te onderhandelen. Met andere woorden is de marktwaarde van voorspelde windenergie hoger dan van onvoorspelde. In de praktijk hebben de auteurs geen kennis van windenergieproducenten die deze piste volgen en hun productie zelf voorspellen.

Voor windenergieproducenten met ARP-vergunning en een groter portefeuille aan stuurbare productie-eenheden kunnen kortetermijnvoorspellingen dienen om de inzet van hun volledig productiepark te optimaliseren. Daardoor kan bijvoorbeeld de operatie van thermische centrales op ongunstige werkingpunten vermeden worden wat zal leiden tot een betere benutting en een verminderde CO₂ uitstoot. In dit opzicht kan het zelf gunstig zijn om de eigen windturbines tijdelijk af te regelen. Een

noodzakelijke voorwaarde hiervoor zijn de kennis van de ogenblikkelijke windenergieproductie en een kortetermijnvoorspelling [Sou 06].

De netbeheerder Elia

De netbeheerder Elia is verantwoordelijk voor de bedrijfszekerheid van het transmissienet. Elia is geïnteresseerd in kortetermijnvoorspellingen voor integratie van de windenergieproductie in de zogenaamde *day-ahead congestion forecast* (DACF). De voorspelling zal Elia dus helpen bij het congestiebeheer. Idealiter gebruikt Elia hiervoor een uurlijks of 3-uurlijks geüpdatete voorspelling met een horizon van 36 uur. De voorspellingen zouden gecumuleerd moeten gebeuren per injectiepunt.

Bij de huidige geïnstalleerde windenergiecapaciteit in België zijn deze voorspellingen voor Elia vandaag nog niet nodig. Dit zal wijzigen wanneer de geïnstalleerde windenergiecapaciteit de grootteorde van enkele honderd tot duizend MW bereikt en daarmee de capaciteit van de grote thermische centrales. In de praktijk zal dit gebeuren wanneer een of meerdere grote offshore windparken in dienst genomen zullen worden.

Naast kortetermijnvoorspellingen voor de eigen regelzone is Elia ook geïnteresseerd in kortetermijnvoorspellingen van de windenergieproductie in het Noorden van Duitsland en Denemarken. Deze zouden beschikbaar moeten zijn in de voormiddag voor het volgende etmaal om er rekening mee te kunnen houden bij de toekenning van de grenscapaciteit. De toekenning van de capaciteit aan de Nederlandse grens gebeurt op uurbasis.

In tegenstelling tot de voorspellingen voor de nominatie door de ARP is voor het congestiebeheer van Elia een tijdsresolutie van één uur voldoende. Daarnaast is Elia voor de Belgische windenergieproductie geïnteresseerd in een uurlijkse of 3-uurlijkse update, dit ook in tegenstelling tot de ARPs, die hun programma één keer per dag nomineren.

3 Wettelijk kader

De marktprijzen van elektriciteit uit windenergie worden voornamelijk beïnvloed door het regulerend kader voor evenwichtshandhaving, de tarifiering van onevenwicht en specifiek voor offshore windparken door de recentelijk ingevoerde toleranties op de productieafwijking.

3.1 Evenwichtshandhaving

Het wettelijk kader voor toegangsverantwoordelijkheid en evenwichtshandhaving wordt gecreëerd door de Electriciteitswet [Wet 99] en verder ingevuld door het Technisch reglement voor het transmissienet [KB 02b]. De prijzen voor onevenwicht en de standaard contracten voor toegangsverantwoordelijkheid worden vastgelegd door de transmissienetbeheerder mits goedkeuring door de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (CREG). De precieze tariefformules voor onevenwicht van toepassing tussen 2003 en 2006 staan beschreven op de website van Elia [Elia 06].

De procedure voor evenwichtshandhaving inclusief de werking van de hub en de intraday hub van Elia stond duidelijk beschreven op de website van Elia in de versie van september 2005 [Elia 05]²:

“De toegangsverantwoordelijke staat in voor het behoud van het evenwicht op kwartierbasis tussen het geheel van injecties en het geheel van afnamen waarvoor hij verantwoordelijk is.

De toegangsverantwoordelijke dient ten laatste de dag vóór het transport vóór 13 uur een toegangsprogramma bij Elia in voor het geheel van zijn injecties en afnames, de zogenaamde nominatie.

Toegangsverantwoordelijken kunnen ook onderling elektriciteit kopen en verkopen. Dit gebeurt op de "hub". Zowel koper als verkoper dienen ten laatste voor 12 uur de dag voorafgaand aan het transport een nominatie in. In geval de gegevens van beide nominaties niet met elkaar overeenstemmen, krijgen de betrokkenen nog een uur de tijd om als nog tot overeenstemming te komen. Gebeurt dit niet, zullen de inconsistente nominaties enkel aanvaard worden indien de veiligheid van het net niet in gevaar wordt gebracht. Wel zullen de betrokken toegangsverantwoordelijken een prijs voor externe inconsistentie moeten betalen.

Daarnaast kunnen de toegangsverantwoordelijken onevenwichten vermijden die voortvloeien uit een onverwacht voorval, zoals een panne bij een industriële klant of een productie-eenheid, door energie op de "intra-day hub" uit te wisselen op intraday basis (d.w.z. de dag zelf). Hiervoor moeten zij de volgende dag vóór de middag een nominatie indienen bij Elia.

Elia controleert op basis van meetgegevens of elke toegangsverantwoordelijke daadwerkelijk zijn evenwichtsverplichting nakomt. Indien er een onevenwicht vastgesteld wordt tussen de injecties en de afnames van een toegangsverantwoordelijke, dient deze hiervoor de prijs voor onevenwicht te betalen: ...”

3.2 Tarifiering van onevenwicht

De prijs voor onevenwicht is de prijs die een ARP moet betalen voor de energie die de netbeheerder moet bijpassen om het verschil tussen injecties en afnames van de ARP te compenseren. De prijs voor onevenwicht is dus een energieprijs.

3.2.1 Historiek

Tot eind 2004 bestonden twee tarieven voor onevenwicht, naargelang het onevenwicht positief of negatief was. Had een ARP een positief onevenwicht, dwz. minder afnames dan injecties, dan werd hij

² De website werd in december 2005 aangepast maar we citeren hier de gedetailleerdere beschrijving van september 2005. Deze beschrijving is in 2006 nog altijd technisch correct.

door Elia vergoed. Bij een negatief onevenwicht betaalde de ARP een vergoeding aan Elia. De tarieven waren gerelateerd aan de APX met een vrij grote afwijking van de marktprijs ten voordele van Elia. De bedoeling was om onevenwicht op zich en vooral ook marktarbitrage door speculatie op de prijs voor regelenergie in Nederland te ontmoedigen.

3.2.2 Tarifiering van onevenwicht in 2005

In 2005 was de tarifiering van onevenwicht naast het onevenwicht zelf gebaseerd op het onevenwicht van de regelzone. Indien het onevenwicht van de ARP het zelfde voorteken had dan dat van de regelzone dan is dit ongunstig voor het netbeheer en werd dit bestraft. Hiervoor geldden verder de tarieven van 2004. Indien het onevenwicht van een ARP hetgeen van de regelzone tegenwerkte dan is dit gunstig voor het netbeheer en werd dit beloond door tarieven die dichter bij de marktprijs zaten.

Tabel 1 geeft een overzicht over de mogelijke gevallen. De prijs voor onevenwicht in dit tariefstelsel is gerelateerd aan de *day-ahead* clearing price van de Amsterdamse Elektriciteitsbeurs (APX). Daarnaast wordt echter in alle gevallen een maximumprijs of *CAP* ingevoerd om de partijen te beschermen van een mogelijk volatiele APX.

Tabel 1: Mogelijke combinaties voor het onevenwicht van een ARP met het onevenwicht van de regelzone en bijhorende tariefformules in 2005.

ARP heeft een ...	Regelzone positief	Regelzone negatief
... positief onevenwicht (inj. > afn.)	Tarief A: Elia vergoedt 25% APX met CAP tot 0	Tarief B: Elia vergoedt 90% APX met CAP
... negatief onevenwicht (inj. < afn.)	Tarief D: ARP vergoedt 110% APX met CAP	Tarief C: ARP vergoedt 175% APX tot ofwel 150 €/MWh ofwel 110% max(APX, Powernext)

De tarieven B en D waarbij het onevenwicht van de ARP hetgeen van de regelzone tegen werkt, zijn met respectievelijk 90 en 110% van de APX (met CAP) onafhankelijk van de onbalans. De tarieven A en C zijn enkel constant met respectievelijk 25 en 175% van de APX (ook hier met een CAP) wanneer de onbalans binnen een bepaalde marge uitgedrukt door de drempel of threshold T blijft. In geval van tarief A bij een onbalans tussen T en $2T$ neemt de vergoeding die Elia betaalt voor onevenwicht lineair af tot 0 €. In geval van tarief C bij een onbalans tussen T en $2T$ neemt de prijs voor onevenwicht die de ARP betaalt aan Elia lineair toe tot 150 €/MWh. Bijkomend geldt in geval C bij een onbalans groter dan T de volgende regeling: wanneer de hoogste waarde van 110% van APX en 110% van Powernext groter is dan 150 €/MWh dan wordt de rechte tussen T en $2T$ zodanig geschaleerd dat een onbalans van $2T$ leidt tot 110% van het maximum van APX en Powernext. De gedetailleerde berekening met alle parameters wordt beschreven op de website van Elia [Elia 06].

De tarieven A en D van 2005 kwamen overeen met de vroegere tarieven voor respectievelijk positief onevenwicht en negatief onevenwicht. In 2005 bedroeg de drempel 10% van de afnames op kwarturbasis maar minimum 1 MW en maximum 250 MW.

3.2.3 Tarifiering van onenvenwicht in 2006

In 2006 werd het tariefstelsel voor onevenwicht nog eens veranderd. De drempel T en ook de *CAP* werden afgeschaft. De kwadranttarifiering uit 2005 die rekening houdt met het onevenwicht van de regelzone bleef in principe weerhouden. Daarmee is er nu op elk kwartier één megawattuurprijs voor positief onevenwicht en één voor negatief onevenwicht onafhankelijk van de hoeveelheid onevenwicht.

De evenwichtstoestand van de regelzone wordt nu beschreven op basis van de werkelijk geactiveerde regelvermogens uitgedrukt door het netto regelvolume. Deze term beschrijft de totale regelenergie (positief en negatief) tijdens het kwartier die door Elia voor de evenwichtsregeling werd opgevraagd.

De tarieven waarbij het onevenwicht van de ARP hetgeen van de regelzone tegen werkt, blijven 90 en 110% van de referentiemarktprijs (Tabel 2). Tot dat aan de Belpex een *day-ahead* clearing prijs beschikbaar is, gebruikt men als referentiemarktprijs nog altijd de *day-ahead* clearing prijs van de APX.

Wanneer het onevenwicht van de ARP hetgeen van de regelzone versterkt, wordt de prijs voor onevenwicht nu berekend op basis van een geparametriseerde functie van de gemiddelde en de marginale prijs voor regelenergie. Daarbij vormen 90 en 110% van de referentiemarktprijs evenwel een plafond

respectievelijk bodem. Deze onevenwichtsprijs is voor de ARP dus altijd ongunstiger dan wanneer zijn onevenwicht hetgeen van de regelzone tegenwerkt. In tegenstelling tot de situatie in 2005 hangt de onevenwichtsprijs dus niet meer af van de hoeveelheid onevenwicht maar wel van het voorteken van het onevenwicht en het onevenwicht van de regelzone.

Ook deze berekening staat gedetailleerd en met alle parameters beschreven op de website van Elia [Elia 06].

Tabel 2: Mogelijke combinaties voor het onevenwicht van een ARP met het onevenwicht van de regelzone en bijhorende tariefformules in 2006.

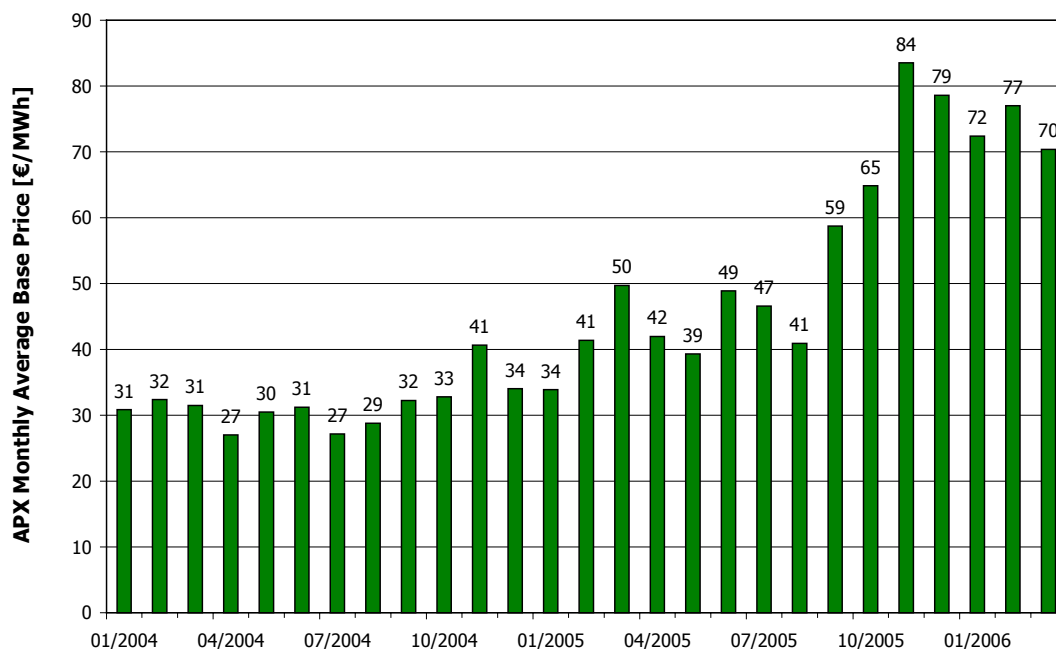
ARP heeft een ...	Netto afregeling	Netto opregeling
... positief onevenwicht (inj. > afn.)	Elia vergoed ARP ³	Elia vergoedt 90% van de referentieprijs
... negatief onevenwicht (inj. < afn.)	ARP vergoedt 110% van de referentieprijs	ARP vergoed Elia ⁴

De APX *day-ahead* clearing prijs die tot nu toe dient als referentiemarktprijs is in de loop van 2005 sterk gestegen. Terwijl de maandgemiddelden van deze prijs in 2004 nog doorgaans rond de 30 €/MWh zaten bedragen zij sinds november 2005 altijd meer dan 70 €/MWh (Figuur 1).

De prijs voor onevenwicht wordt rechtstreeks beïnvloedt door de referentieprijs. Zoals zal blijken uit de berekeningen in Hoofdstuk 7, mag een ARP aan het onevenwicht ten gevolg van een schommelende windenergieproductie de volgende onevenwichtsprijzen alloceren. De waarden zijn gebaseerd op de hier onderzochte windparken in januari 2006 met het dan geldende onevenwichtstarief en daarmee enkel exemplarisch:

- 52.5 €/MWh als vergoeding voor de ARP bij positief onevenwicht en
- 87.1 €/MWh als kost voor de ARP bij negatief onevenwicht, met
- 72.4 €/MWh de gemiddelde *day-ahead* prijs van de APX in januari 2006 (Figuur 1).

Beide onevenwichtsprijzen vertoonden in deze periode dagelijkse pieken van boven de 100 €/MWh en geregeld ook boven de 200 €/MWh [ELIA 06].



Figuur 1: Maandgemiddelden van de *day-ahead* price op de Amsterdam Power Exchange [APX 06]

³ Geparametriseerde functie van de gemiddelde en de marginale afregelprijs met als plafond 90% van de referentieprijs

⁴ Geparametriseerde functie van de gemiddelde en de marginale opregelprijs met als bodem 110% van de referentieprijs

3.3 Toleranties op de productieafwijking

3.3.1 Context en definities

De notie van "productieafwijking" wordt ingevoerd in de Wet houdende diverse bepalingen van 20 juli 2005 [Wet 05]. De productie-afwijking is "het verschil, positief of negatief, tussen, enerzijds, het geïnjecteerd vermogen en, anderzijds, de nominatie van het geïnjecteerd vermogen voor een bepaalde tijdseenheid op een bepaalde moment, uitgedrukt in kilowatt (kW)."

Deze notie is niet te verwarren met de term onevenwicht zoals hij gebruikt wordt in verband met de evenwichtshandhaving door de netbeheerder. Onevenwicht beschrijft in dit verband het verschil van injecties en afnames op basis van kwartiergemiddelden in het portefeuille van een ARP [KB 02b].

De productieafwijking slaat dus op opgewekte vermogens, genomineerd door een producent, terwijl het onevenwicht altijd een geheel betreft van injecties en afnames op transmissieniveau waarvan de generator niet meer altijd eenduidig traceerbaar is.

De "tolerantiemarge met betrekking tot het evenwicht" zoals ingevoerd in 2 koninklijke besluiten [KB 02A, KB 02b] voor de bevordering van energie uit hernieuwbare bronnen en warmtekrachtkoppeling (WKK) is met deze beschrijving niet volledig compatibel. De allocatie van onbalans naar productie-eenheden is in de praktijk niet altijd op eenduidige wijze mogelijk, in het bijzonder bij productie op distributieniveau. Ook is er geen duidelijk verband tussen de tolerantie zoals zij hier vermeld wordt, de tolerantie op de productieafwijking en de drempel T die tot in 2005 gebruikt werd in de tarifiering van onevenwicht.

3.3.2 Toleranties op de productieafwijking voor offshore windparken

In de Wet van 20 juli 2005 [Wet 05], Artikel 62, wordt een tolerantie ingevoerd op de productieafwijking van nieuwe offshore windparken. De netbeheerder is verplicht om afwijkingen van de nominatie binnen een tolerantie van $\pm 30\%$ rond het genomineerd vermogen te compenseren aan een billijke vergoeding. De specifieke bepalingen in Artikel 62, § 3 luiden als volgt [Wet 05]:

"1° de hoeveelheid energie die overeenkomt met een positieve procentuele productieafwijking lager dan of gelijk aan 30 % wordt door de netbeheerder aangekocht aan de marktreferentieprijs, verminderd met 10 %;

2° de hoeveelheid energie die overeenkomt met een negatieve procentuele productieafwijking waarvan de absolute waarde lager is dan of gelijk is aan 30 % wordt door de netbeheerder bijgeleverd aan de concessionaris aan de marktreferentieprijs, verhoogd met 10 %;

3° de hoeveelheid energie die overeenkomt met de procentuele productieafwijking waarvan de absolute waarde 30 % overschrijdt wordt verrekend op basis van het tarief van de netbeheerder voor de compensatie van de onevenwichten, of, in voorkomend geval, overeenkomstig de marktvoorwaarden voor onbalansenergie."

Op basis van deze bepaling kan de producent van windenergie op zee de marktwaarde van zijn elektriciteitsproductie verbeteren. Hij kan namelijk zijn productieprofiel voorspellen op basis van een kortetermijnvoorspelling van de verwachte energieopbrengst. Dient hij dit profiel in als nominatie voor de volgende dag dan zal Elia de afwijkingen binnen de 30%-marge compenseren aan 90/110% van de marktprijs. Enkel bij afwijkingen met een absoluut bedrag groter 30% moet hij rekening houden met een significant verlies. Wanneer hij de kwaliteit van de gebruikte windvoorspellingen kent dan kan de producent van offshore windenergie daarmee met een relatief klein risico een genomineerd product aanbieden.

3.3.3 Toleranties op de productieafwijking in andere gevallen

De regeling zoals vermeld in de vorige paragraaf werd uitgewerkt met de bedoeling om de marktwaarde van elektriciteit uit offshore windparken te stabiliseren. Voor onshore windmolenparken is de regeling niet van toepassing.

Een bijzonderheid voor wat offshore windmolenparken betreft is dat deze zeker in de finale uitbouw bijna altijd aangesloten zullen zijn op transmissieniveau. Dit maakt zowel de meting als ook de facturatie door Elia relatief eenvoudig ten opzichte van decentrale productie op distributieniveau. Technisch is het echter niet onmogelijk om ook voor gedistribueerde opwekking een vergelijkbare regeling in te voeren.

Rekening houdende met de bedoelingen van de wetgever om energie uit hernieuwbare bronnen en WKK te bevorderen, kan het zinvol zijn om een vergelijkbare regeling aan te streven voor windenergie aan land, fotovoltaïsche installaties, kleine waterkracht en warmtegestuurde WKK. Voor alle deze productie-eenheden geldt dat hun productie binnen beperkte mate voorspelbaar en niet of moeilijk stuurbaar is. Arbitragemogelijkheden door speculatie op regelenergie zijn daarom hier in de praktijk uitgesloten. Een wetsvoorstel voor de uitbreiding van deze regeling naar alle productie-installaties die gebruik maken van hernieuwbare energiebronnen werd in november 2005 ingediend in de kamer [Ger 05].

4 Optimalisatie van een kortetermijnvoorspeller in de Vlaamse context

4.1 Toegepaste voorspellingstools

De auteurs (3E en Meteo Services) beschikken over verschillende voorspellingstools voor de berekening van kortetermijnvoorspellingen van de windenergieproductie. Op basis van de beschikbare voorspellers werden drie verschillende architecturen toegepast voor kortetermijnvoorspellingen van de productie van verschillende windmolenparken in Vlaanderen. De drie gebruikte architecturen (Figuur 2) zijn

- een analytisch model (in deze studie zonder statistisch output filter),
- een model met statistische windsnelheidsberekening en analytische vermogenberekening,
- een statistisch model.

Alle statistische modellen en elementen dienen geïnitieerd te worden op basis van historische data. Wanneer geen historische data beschikbaar zijn dan is een statistische aanpak onmogelijk. Bijkomend is de kwaliteit van de historische datasets beslissend voor de kwaliteit van de voorspellingen. In het bijzonder moeten periodes waar windturbines niet beschikbaar zijn (tijdens onderhoud of omwille van fouten) duidelijk gedocumenteerd zijn.

Met de drie hier vermelde modellen werden kortetermijnvoorspellingen berekend voor drie verschillende windparken in Vlaanderen gedurende één à twee maanden in december 2005/januari 2006. De voorspellingen werden tevens 's ochtends vóór 8 uur berekend voor de tijd van 8 uur tot 24 uur van de volgende dag. De gebruiker heeft de voorspellingen dus in de voormiddag beschikbaar en hij kan ermee rekening houden bij het opmaken van zijn nominatie voor de volgende dag.

De resultaten van deze voorspellingen werden vervolgens getoetst aan de daadwerkelijk opgewekte energie. Alle berekeningen zijn gebaseerd op vermogenwaardes genormaliseerd op de nominale vermogens van de verschillende windparken.

4.2 Analyse van de voorspellingsfout

Voor de verschillende windparken werden voor alle windparken en modellen de gebruikelijke maten uit de statistiek berekend: tendentiële afwijking (bias), gemiddelde absolute fout (*mean absolute error, MAE*) en kwadratisch gemiddelde fout (*root mean square error, RMSE*). De *MAE* en de *RMSE* werden ook berekend voor een *persistence*-voorspelling. Deze foutmaten dienen voor de rechtstreekse vergelijking van de kwaliteit van voorspellingen. Ze houden rekening met het voorspellingshorizon. De berekening van deze foutmaten werd beschreven in de voorafgaande literatuurstudie [Woy 05].

In een tweede analyse wordt de statistische verdeling van de voorspellingsfout nader onderzocht. De relatieve frequentie van de voorspellingsfout wordt vergeleken voor de verschillende windparken en modellen. In deze analyse vergelijken we de gemiddelde kwartuurvermogens geleverd op de dag D (tussen 0 en 24 uur) met voorspellingsdata berekend vóór 8 uur op de voorafgaande dag (D-1) op basis van het laatste beschikbare NWP dataset. We vergelijken dus de geleverde vermogens met de te verwachten waardes zoals deze op basis van een kortetermijnvoorspelling op de voorafgaande middag genomineerd zullen worden. In deze analyse wordt geen rekening meer gehouden met de invloed van het voorspellingshorizon.

4.3 Scenario's voor de financiële analyse

In een derde stap berekenen we op basis van de prijzen voor onevenwicht de statistische verdeling van de evenwichtskost. Gezien het tarief van onevenwicht veranderd is op 1 januari 2006 berekenen we aparte cijfers voor 2005 en 2006. Voor december 2005 is dit gebaseerd op data van 29 dagen, voor januari 2006 op 31 dagen (zie Hoofdstuk 5). We beschouwen vier verschillende scenario's:

Scenario 1: Tarifiering van onevenwicht volgens het onevenwichtstarief van Elia met nominatie van een constant vermogen gebaseerd op het maandgemiddelde

Dit scenario benadert een situatie zonder kortetermijnvoorspellingen. In dit geval kan wel een schatting gemaakt worden van de gemiddelde maandopbrengst in elke maand. De nominatie kan dan gebeuren op basis van de gemiddelde maandopbrengst.

Voor de berekening van de gerelateerde onevenwichtskost veronderstellen we verder dat elke afwijking van het opgegeven maandgemiddelde volledig doorweegt op het evenwicht van de ARP en berekend wordt aan het tarief voor onevenwicht van Elia.

Dit scenario kan beschouwd worden als worst-case baseline scenario.

Scenario 2: Tarifiering van het verschil tussen voorspeld en opgewekt vermogen volgens het onevenwichtstarief van Elia

Dit scenario impliceert

- nominatie van de verwachte productie volgens de kortetermijnvoorspelling;
- elke afwijking van de voorspelde windenergieproductie weegt volledig door op het evenwicht.

Het benadert de situatie van een kleine ARP.

Scenario 3: Tarifiering van de relatieve productieafwijking zoals voorzien voor offshore-windparken volgens [Wet 05]

In dit scenario veronderstellen we

- indien $P_{pred} > k P_{max}$: $P_{nom} = k P_{max}$ (1)
- elders: $P_{nom} = P_{pred}$

met

$$k = 1 / (1 + \Delta P) \quad (2)$$

en

- P_{nom} : nominatie,
- P_{pred} : verwachte productie volgens kortetermijnvoorspelling,
- P_{max} : maximaal ontwikkelbaar vermogen van het windpark,
- $\Delta P = 0.3$: toegestane tolerantie op de productieafwijking.

We veronderstellen dus een nominatiestrategie die rekening houdt met het feit dat nooit meer dan het maximaal ontwikkelbaar vermogen van een windpark geïnjecteerd kan worden; dit om optimaal van de toegestane toleranties op de productieafwijking gebruik te maken.

Dit scenario benadert de situatie van een offshore windpark. Het is duidelijk dat de gekozen nominatiestrategie niet de enig mogelijke is voor een offshore windpark. Een verdere optimalisatie is mogelijk wanneer de statistische eigenschappen van het opgewekte vermogen en de voorspellingsfout gekend zijn. Dit optimalisatieprobleem is echter niet triviaal, en valt buiten het bereik van deze studie.

Uit een meteorologisch oogpunt zijn alle in deze studie uitgevoerde windenergievoorspellingen in eerste instantie geldig voor een windpark aan land, ook al is dit voor Zeebrugge aan de kust. De meteorologische modellering van een offshore windpark enkele tientallen kilometers voor de kust was in het kader van deze studie niet mogelijk.

Scenario 4: Tarifiering van onevenwicht volgens het onevenwichtstarief van Elia met een uurlijks opschuivende nominatie op basis van *persistence* en een vast horizon van vier uur

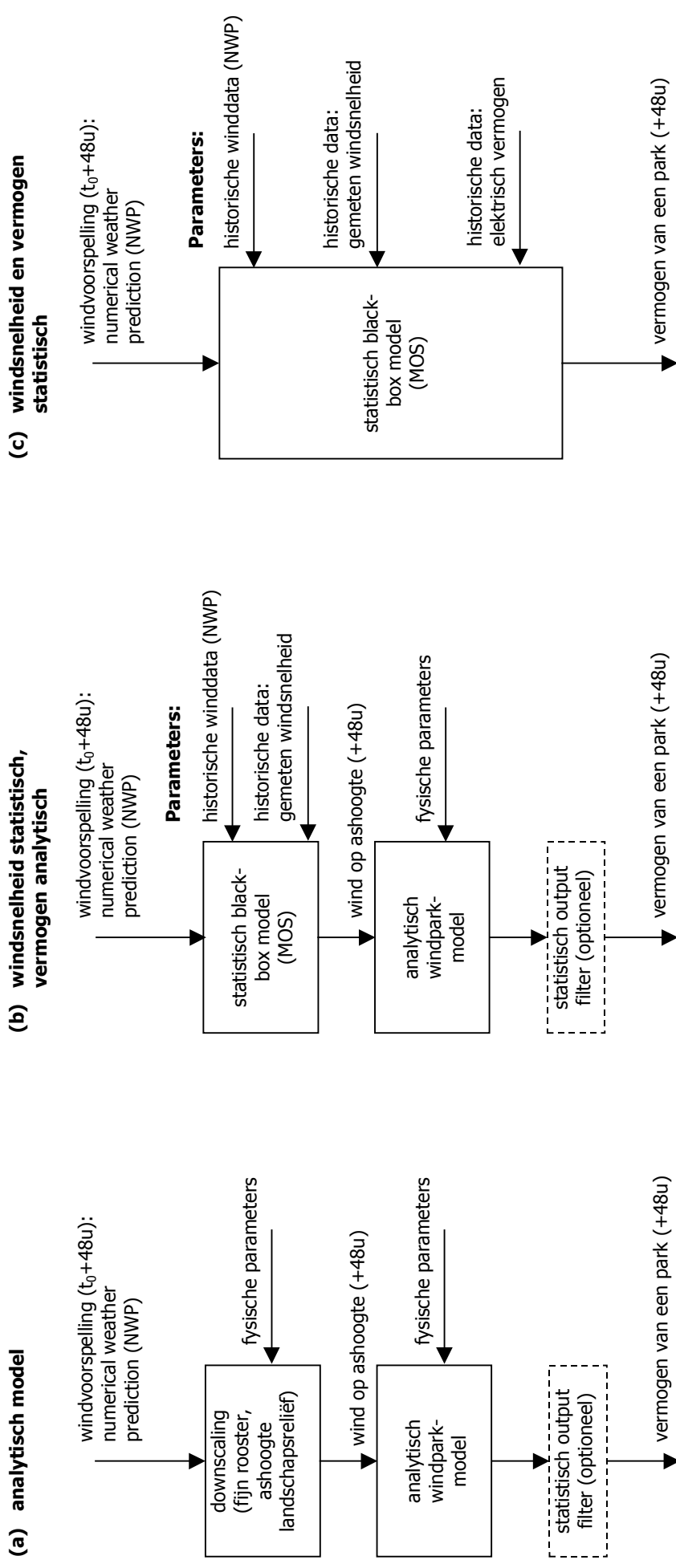
Dit scenario is fictief en het is geïnspireerd door de situatie in Groot-Brittannië waar de nominatie om het uur geüpdatet kan worden voor een drie uur latere tijdstip. We maken voor deze berekening een

voorspelling gebaseerd op *persistence* met een horizon van vier uur. Daardoor blijft in principe één uur om de voorspelling te berekenen en te integreren in een eventueel programma.

De fout van deze voorspelling wordt vervolgens geïnterpreteerd als onbalans en getarifeerd aan het onbalansstarief van Elia op dezelfde manier als in de Scenario's 1 en 2.

Voor een horizon van vier uur is een voorspelling gebaseerd op *persistence* preciezer dan een voorspelling die gebaseerd is op NWP data. Door verder rekening te houden met de specifieke autocorrelatiefunctie kunnen deze voorspellingen nog verbeterd worden. In dit project werd deze methode voor de berekening van kortetermijnvoorspellingen niet verder onderzocht. De gebruikte statistische methodes maken enkel gebruik van de historische gegevens beschikbaar over een lange termijn maar niet van de dynamische variatie van de windsnelheid in real-time. Indien men wel gebruik maakt van de gemeten gegevens in real-time zal met name in de eerste uren een sterke verbetering mogelijk zijn. De beschikbaarheid van betrouwbare real-time meetgegevens is daarvoor een noodzaak.

Aangezien het wettelijke kader in België dit soort opschuivende nominatie niet toelaat, werd in deze studie echter niet verder aandacht besteed aan dit soort *intra-day* voorspellingen met een zeer kort horizon.



Figuur 2: Overzicht van de drie toegepaste architecturen voor een voorspellingstool voor kortetermijnvoorspellingen

5 Beschikbare data

In deze studie werden kortetermijnvoorspellingen van de windenergieproductie berekend voor de windparken opgegeven in Tabel 3.

Tabel 3: Windparken waarvoor kortetermijnvoorspellingen berekend werden

Site	Geïnst. vermogen	Aantal turbines	Merk	Type	Opmerking
Zeebrugge	8600 kW	24	Turbowinds	verschillende types	
Kapelle-op-den-Bos	1200 kW	3	Turbowinds	T 400/34	Enkel voorspellingen berekend met het analytische model (model a))
Eeklo: Leidijkmolen	1800 kW	1	Enercon	E 66	Deze twee turbines vormen één park, dwz. ze beïnvloeden elkaar. Ze worden hier echter apart behandeld.
Eeklo: Verheylegatmolen	1800 kW	1	Enercon	E 66	

De windparken in Zeebrugge en Kapelle-op-den-Bos worden uitgebaat door de NV Aspiravi, de twee turbines in Eeklo door de CVBA Ecopower.

Om kortetermijnvoorspellingen te realiseren met behulp van statistische modellen zijn historische gegevens nodig voor de initialisatie van deze modellen. Voor een zinvolle initialisatie met behulp van historische tijdsrijen moeten deze tijdsrijen echter vrij zijn van storingen. De historische tijdsrijen bevatten daarom bij voorkeur informatie over de operationele status van de turbine. Indien deze niet beschikbaar is, kan men bijvoorbeeld niet onderscheiden tussen een stilstand omwille van lage windsnelheid, gepland onderhoud of een technische fout.

Tabel 4 toont de gebruikte data voor de initialisatie van de statistische modellen. Om gelijkvormigheid te garanderen werden voor alle sites gegevens uit dezelfde periode gebruikt. Echter is enkel bij de turbines in Eeklo ook de operationele status beschikbaar. Bij de iets oudere turbines in Zeebrugge en Kapelle-op-den-Bos wordt deze niet automatisch bijgehouden.

Tabel 4: Gebruikte historische data voor de initialisatie van statistische modellen

Site	Gegevens	Resolutie	Periode
Zeebrugge	Elektriciteitsproductie van het hele windpark	15 min	1/01/2005 – 30/06/2005
Eeklo: Leidijkmolen	Elektriciteitsproductie, windsnelheid op de nacelle, operationele status	10 min	
Eeklo: Verheylegatmolen			
Meetmast Zeebrugge	windsnelheid op 42 m en 64 m, windrichting op 42 m	10 min	

Om praktische redenen konden de voorspellingen met de drie verschillende voorspellingstools zoals getoond in Figuur 2 niet allen tegelijk gestart worden. De datasets van voorspellingen waarop deze analyse gebaseerd is, staan beschreven in Tabel 5.

Tabel 5: Overzicht over de geleverde voorspellingen met de drie voorspellingstools

Voorspellingstool	Periode van levering	Volledig voorspelde dagen
a) analytisch model	2/12/2005 – 30/01/2006	3/12/2005 – 31/01/2006
b) windsnelheid statistisch, vermogen analytisch	26/12/2005 – 30/01/2006	27/12/2005 – 31/01/2006
c) windsnelheid en vermogen statistisch	26/12/2005 – 30/01/2006	27/12/2005 – 31/01/2006

Alle voorspelde vermogens zijn kwartuurgemiddelden zoals dit vereist is voor de nominatie bij Elia. De voorspellingen beginnen altijd om 8 uur en lopen tot om 24 uur van de volgende dag. Het voorspelingshorizon bedraagt daarmee 40 uur of 96 tijdstippen. Voor de nominatie worden telkens de waarden van 0 tot 24 uur gebruikt. De eerste 16 uur worden niet gebruikt.

De elektriciteitsproductie is beschikbaar voor de onderzochte windparken voor de volledige maanden december 2005 en januari 2006. De productiegegevens van de windparken in Zeebrugge en Kapelle-op-den-Bos zijn tevens kwartuurgemiddelden voor het hele park zoals opgemeten door de netbeheerder. De productiegegevens van de twee windturbines in Eeklo zijn gebaseerd op 10-minutengemiddelden, opgemeten door het data-acquisitiesysteem van de windturbines. Deze gegevens werden voor de verdere analyse middels spline-interpolatie omgerekend naar kwartuurgemiddelden.

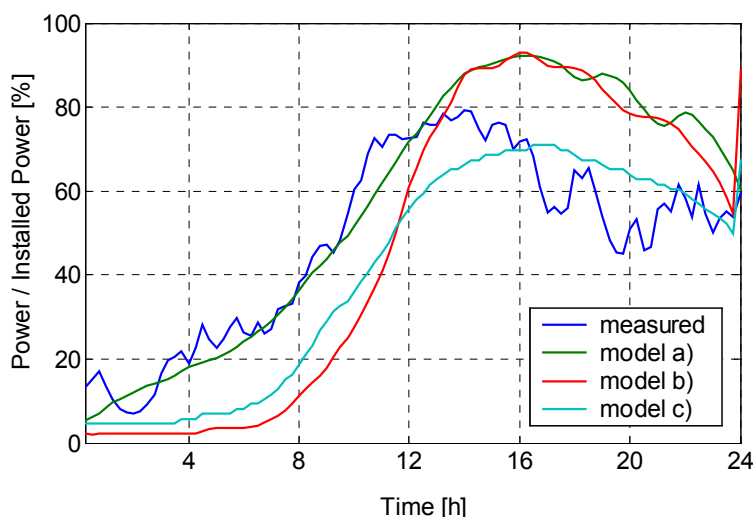
De onevenwichtsprijzen voor december 2005 en januari 2006 zijn in vorm van tabellen beschikbaar op de website van Elia [Elia 06].

6 Resultaten: praktische demonstratie

6.1 Dagverloop van voorspellingen en gerealiseerde productie

Figuur 3 toont de gemeten productie van een windpark en het verloop zoals voorspeld op de voorafgaande dag om 8 uur met de drie verschillende modellen. Gedurende de eerste helft van de dag komt het gemeten vermogen zeer goed overeen met de voorspelling op basis van het analytische model (a). De gedeeltelijk en volledig statistische modellen (b en c) onderschatten de productie gedurende deze periode. Na de middag bereikt de productie echter niet het analytisch voorspelde maximum van 90% en begint ze vroeger dan verwacht te dalen. Het volledig statistische model (c) heeft deze daling duidelijk beter voorspeld dan de twee anderen. Alle drie modellen voorspellen het maximum en de daarop volgende daling twee à drie uur te laat.

Dit voorbeeld is louter exemplarisch en het dient vooral ter illustratie. We kunnen er geen veralgemeende conclusies uit trekken. Het maakt duidelijk dat de kwaliteit van verschillende voorspellingsmethodes op dagbasis sterk kan variëren. Voor een gefundeerde conclusie is daarom de statistische analyse van een groot aantal voorspellingen bij allerlei weersomstandigheden nodig.



Figuur 3: Windenergievoorspelling voor één dag met verschillende modellen en gemeten vermogen

In Figuur 3 valt verder op dat het gemeten vermogen op korte tijdschaal een veel grotere variatie vertoont dan de drie voorspelde verlopen. Dit is te wijten aan de verschillende onderliggende tijdsresoluties voor voorspellingen en meting. Terwijl de metingen gebeuren op kwartuurbasis worden voorspellingen in de meteorologie nooit met een hogere resolutie dan één uur berekend aangezien de meteorologie deze precisie niet kan garanderen. De voorspelde kwartuurwaardes worden bekomen door interpolatie van uurlijkse waardes en ze houden daarom geen rekening met kortere schommelingen. Dit fenomeen is principieel van aard en we zullen er in de volgende analyse verder geen aandacht aan besteden.

6.2 Gerealiseerde precisie in functie van het voorspellingshorizon

Figuur 4 toont de bias voor de onderzochte windparken in functie van het voorspellingshorizon met de verschillende voorspellingsmodellen. Deze zit doorgaans in de grootteorde van plus/min enkele procent. De analytische voorspellingen (Figuur 4a) zitten gemiddeld te laag voor de drie sites in het binnenland terwijl voor Zeebrugge geregeld iets te hoge waarden voorspeld worden.

Het absoluut bedrag van de bias van de voorspellingen op basis van een statistische windsnelheidsvoorspelling (Figuur 4b) is voor alle sites duidelijk kleiner dan bij het analytische model. Voor de twee windmolens in Eeklo (Leidijkmolen en Verheylegatmolen) is het absoluut bedrag van de gemiddelde

bias het kleinst bij de volledig statistische aanpak (Figuur 4c) terwijl het voor het windpark in Zeebrugge dan het grootst is.

Voor alle modellen varieert de bias in functie van het voorspellingshorizon. Gedurende de daguren is de afwijking trendmatig lager dan gemiddeld, daarna is zij groter. Dit fenomeen kan te wijten zijn aan de interactie van dagelijks periodieke variaties in windsnelheid en windrichting en onnauwkeurigheden bij de analytische modellering van terreineigenschappen of hindernissen. De totale variatie van de bias in functie van het voorspellingshorizon bedraagt meestal iets minder dan 15% en blijkt onafhankelijk van het toegepaste voorspellingsmodel.

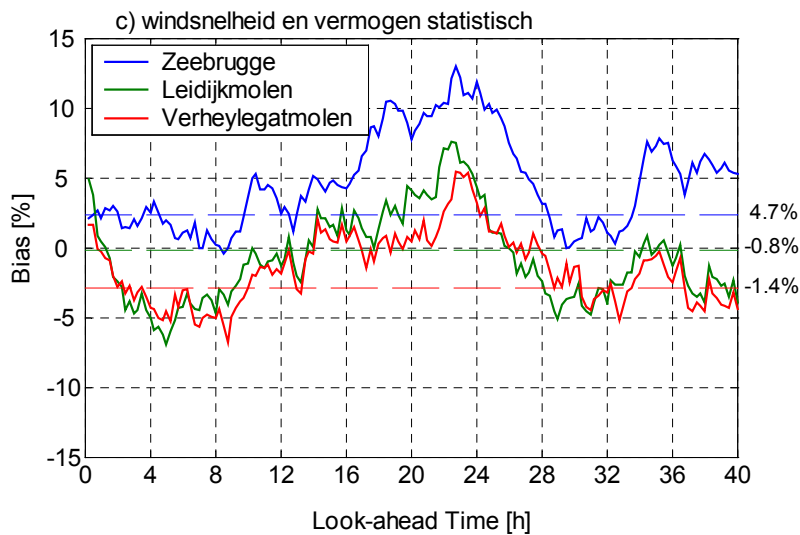
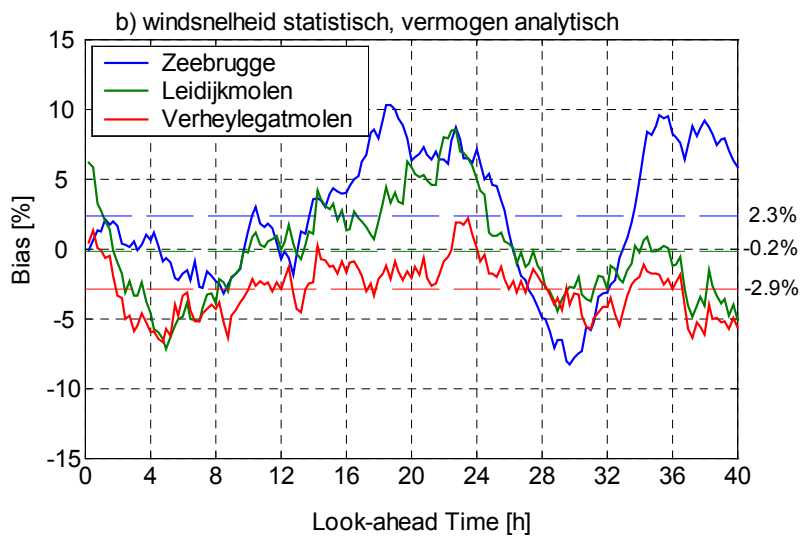
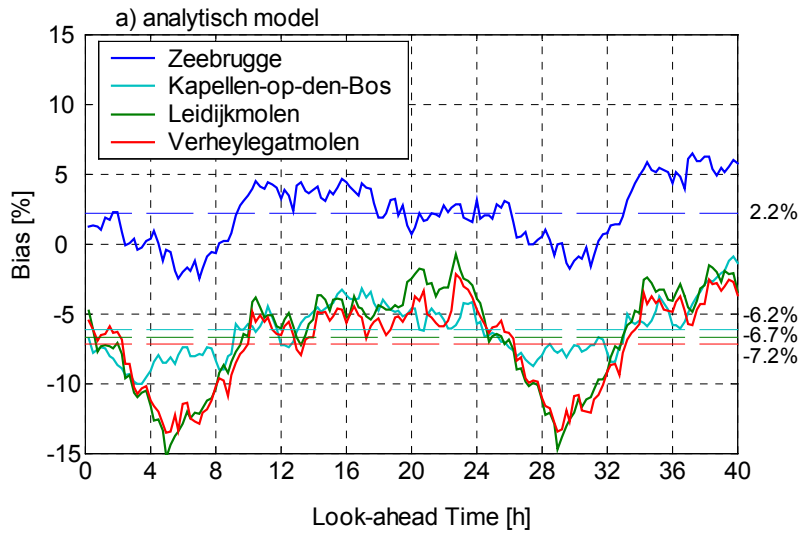
Het kwaliteitsverschil tussen de voorspellingen voor de parken in Eeklo en Zeebrugge toont verder het belang van gemeten tijdreeksen van de windenergieproductie van goede kwaliteit. Voor de voorspellingsmodellen b) en c) waren dergelijke data beschikbaar voor Leidijkmolen en Verheylegatmolen maar niet voor het park van Zeebrugge. Voor het analytische model werden helemaal geen historische data gebruikt en ook voor het model met analytische vermogenberekening werd de voorspelling niet getoetst aan historische data. De modellen a) en b) bevatten in deze studie dus geen statistisch output filter zoals optioneel aangeduid in Figuur 2. Bij praktische toepassing van deze modellen op langere termijn zal uiteraard wel een statistisch output filter toegevoegd worden op basis van de historische kwaliteit van de voorspellingen.

Figuur 5 geeft de gemiddelde absolute fout aan in functie van het voorspellingshorizon voor de drie voorspellingsmodellen en een *persistence*-voorspelling. De MAE zit voor alle modellen en sites bijna altijd onder 15% en schommelt meestal rond de 10%. Aangezien het absoluut bedrag van de bias rechtstreeks doorweegt op de MAE zijn hier verder dezelfde fenomenen zichtbaar als in Figuur 4. De bias leidt tot een iets hogere MAE in het analytische model zonder statistisch output filter in het bijzonder tijdens de daguren tot een horizon van ongeveer negen uur. Ook de MAE is voor de sites in het binnenland groter dan voor het park in Zeebrugge. Voor de andere twee modellen verloopt de MAE regelmatig over het voorspellingshorizon. Hij is opvallend groter voor het windpark in Zeebrugge dan voor de molens in Eeklo. Ook hier wordt het invloed van betrouwbare historische data voor de initialisatie van statistische voorspellingsmodellen duidelijk.

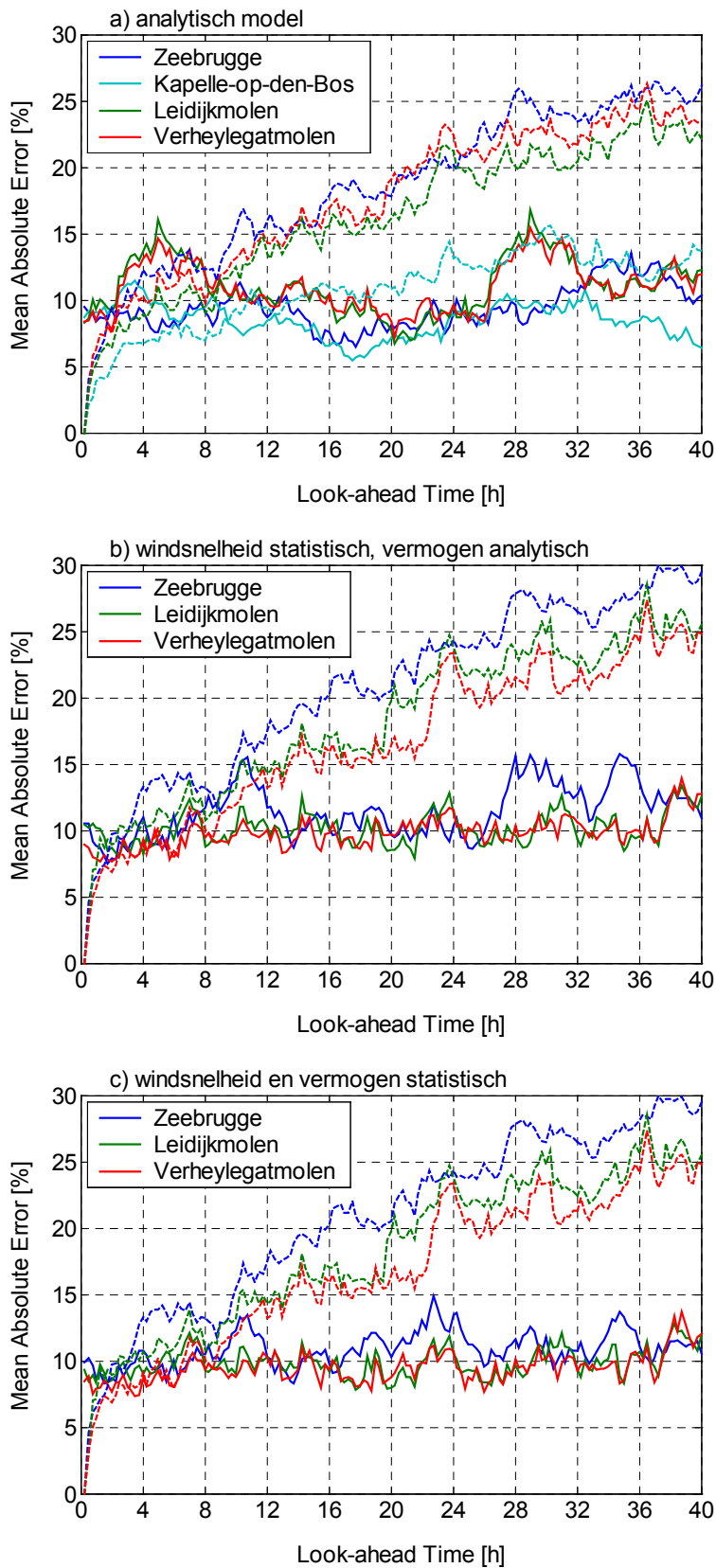
Opvallend voor alle sites en modellen is de doorgaans lage MAE rond de 10% ook voor een ver voorspellingshorizon. In de literatuurstudie voorafgaand aan de praktische demonstratie [Woy 05] werd exemplarische een vergelijking van verschillende voorspellingstools aangehaald die gepubliceerd werd in het kader van het EU onderzoeksproject ANEMOS [Mad 04]. Deze toont MAE-waardes onder de 10% van het geïnstalleerd vermogen tot een horizon van zo'n vijf uur en daarna een geleidelijke stijging tot zo'n 15% bij een horizon van 40 uur.

De constant hoge kwaliteit van de voorspellingen ook voor een ver horizon is te wijten aan de hoge kwaliteit van de berekeningsmodellen voor wind op ashoogte (van Meteo Services), zowel het analytische (a) als ook het statistische model (b en c).

Voor een voorspellingshorizon tot zo'n drie à vier uur is de MAE van de berekende voorspelling altijd groter dan voor de *persistence*-voorspelling. Dit fenomeen treedt algemeen op en werd reeds in de voorafgaande literatuurstudie beschreven [Woy 05]. De kwaliteit van voorspellingen met een horizon van enkele uren kan nog verder verhoogd worden door statistische methodes. Hiervoor moet wel de ogenblikkelijke productie en bij voorkeur ook de historiek in real-time voor de voorspelling beschikbaar zijn.



Figuur 4: Tendentiële afwijking (bias) van de voorspellingsfout met verschillende voorspellingstools (a-c) voor verschillende sites; stippellijnen: gemiddelde afwijking



Figuur 5: Gemiddelde absolute fout (MAE) met verschillende voorspellingstools (a-c) en voor de persistence-voorspelling (stippellijnen) voor verschillende sites

6.3 Statistische verdeling van de voorspellingsfout

In de verdere analyse wordt de statistische distributie van de voorspellingsfout nader onderzocht. Dit laat toe om naast de gemiddelde fout ook de grootte van de fout statistisch in kaart te brengen. Figuur 6 toont de distributie van de voorspellingsfout aangegeven in percent van het geïnstalleerd vermogen. Aangezien de voorspellingsfout maar weinig verandert in functie van het voorspellingshorizon wordt de fout in deze analyse niet meer aangegeven in functie van het voorspellingshorizon. De distributies bevatten alle waarden voor een voorspellingshorizon tussen 16:15 uur en 40 uur. De meest significante waarden worden opgelijst in Annex B (Tabel 7).

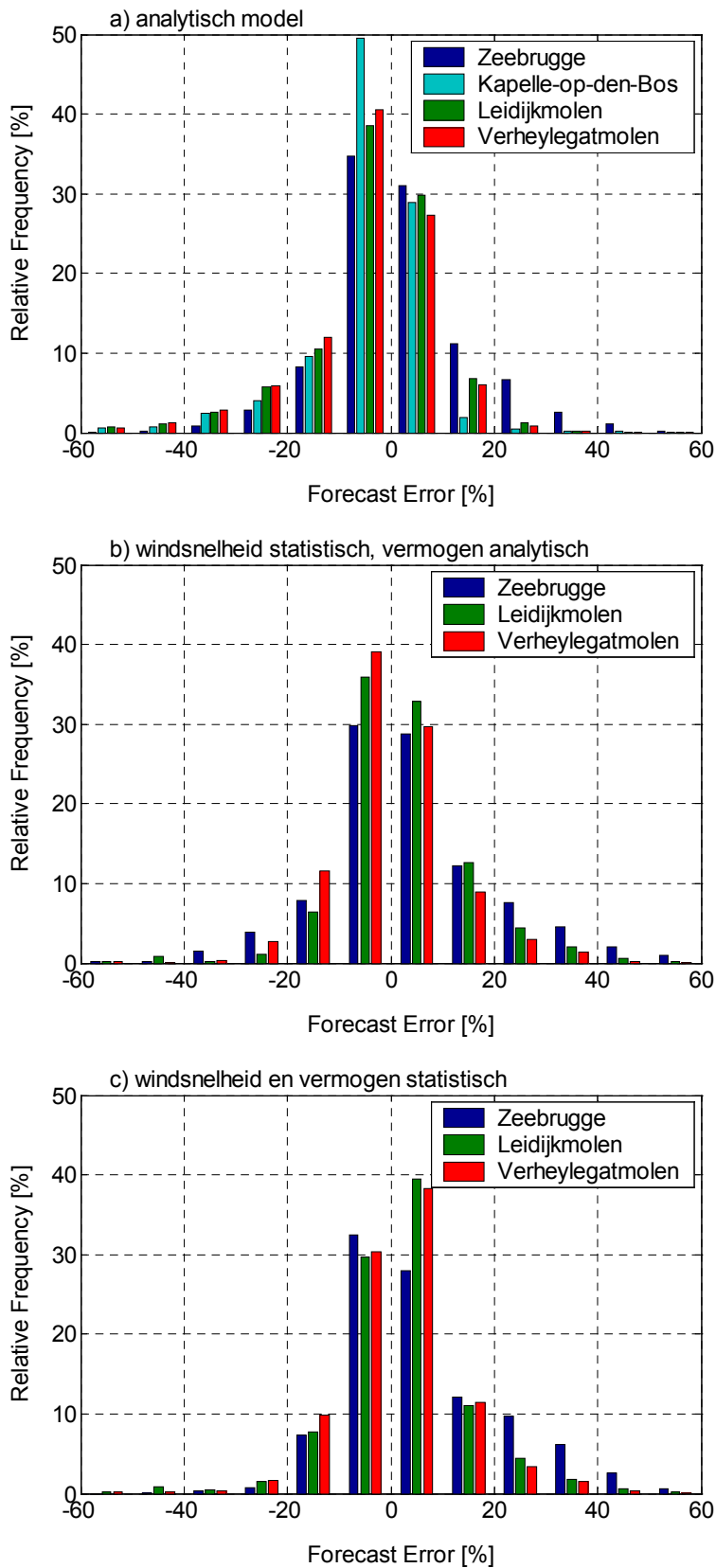
Voor de windturbines in Eeklo (Leidijkmolen en Verheylegatmolen) geldt voor alle drie voorspellingstools dat 68 à 69% van de voorspelde waarden binnen een marge van 10% rond de geleverde vermogens zitten. Voor het windpark van Zeebrugge is dit nog 66% met het analytische model (Figuur 6a) en een kleine 60% op basis van de modellen die gebruik maken van een statistische windsnelheidsberekening (Figuur 6b en c). Ook dit maakt het belang van de kwaliteit van de historische gegevens duidelijk voor de kwaliteit van voorspellingen op basis van statistische methodes.

Verder geldt voor alle windparken en alle voorspellingstools dat een kleine 20% van de voorspelde waarden tussen 10 en 20% afwijken van de geleverde vermogens. Het percentage van waarden die meer dan 40% afwijken van de geleverde vermogens zit meestal tussen 2 en 3%. Het is altijd kleiner dan 5% en één keer ook kleiner dan 2%.

Voor de gebruiker van kortetermijnvoorspellingen betekent dit dat hij zijn vermogen met een waarschijnlijkheid van zo'n 60 tot 70% juist kan voorspellen binnen de $\pm 10\%$ en met een waarschijnlijkheid van 80 tot 90% binnen de $\pm 20\%$ van het geïnstalleerd vermogen. De waarschijnlijkheid om er meer dan 40% naast te zitten bedraagt maar enkele percent.

Wanneer historische gegevens beschikbaar zijn en gezuiverd van storingen dan leveren de methodes gebaseerd op een statistische windsnelheidsberekening (model b en c) de beste resultaten. De kwaliteit van analytische voorspellingen (model a) zonder verdere statistische filtering is iets lager en onafhankelijk van de beschikbaarheid van historische gegevens. Wanneer historische gegevens van goede kwaliteit beschikbaar zijn, kunnen ook deze resultaten nog verbeterd worden door een bijkomende statistische filtering van de output. Wanneer de beschikbaar historische gegevens niet betrouwbaar zijn, geeft het analytische model betere resultaten dan de statistische modellen die gebaseerd zijn op deze gegevens.

In de voorafgaande analyse werd de voorspellingsfout altijd aangegeven in percent van het geïnstalleerd vermogen. De statistiek is daarmee onafhankelijk van het voorspelde of geleverde vermogen. Een bepaalde afwijking in kilowatt bij een laag vermogen weegt daardoor in de statistiek even sterk door als dezelfde afwijking bij een hoog vermogen. Daarmee laat deze distributie van de voorspellingsfout toe om rechtstreeks het regelvermogen te bepalen dat gemiddeld nodig is om de voorspellingsfout te balanceren. Aangezien de prijzen voor regelvermogen in functie van tijd variëren, laat deze distributie echter niet toe om rechtstreeks de economische waarde van de voorspellingen te bepalen.



Figuur 6: Statistische distributie van de voorspellingsfout met verschillende voorspellingstools (a-c) voor verschillende sites

7 Economische waarde van voorspellingen

In dit hoofdstuk worden voor vier scenario's de geleverde windvoorspellingen getoetst aan het wettelijk kader ter zake. De scenario's die beschreven werden in Paragraaf 4.3 zijn:

1. tarifiering van onevenwicht volgens het onevenwichtstarief van Elia met nominatie van een constant vermogen gebaseerd op het maandgemiddelde,
2. tarifiering van het verschil tussen voorspeld en opgewekt vermogen volgens het onevenwichtstarief van Elia,
3. tarifiering van de relatieve productiefwijking zoals voorzien voor offshorewindparken volgens [Wet 05],
4. tarifiering van onevenwicht volgens het onevenwichtstarief van Elia met een uurlijks opschuivende nominatie op basis van *persistence* en een vast horizon van vier uur.

7.1 Statistiek van het onevenwicht met kortetermijnvoorspellingen

De statistische verdeling van onbalans is weergegeven in Figuur 7 voor de verschillende voorspellingstoetsen en voor de vier scenario's. Scenario 1 is de base case waarbij altijd hetzelfde vermogen genomineerd wordt namelijk het maandgemiddelde. Aangezien de windsnelheid op jaar- een maandbasis een Weibull-distributie beschrijft, zit de meest frequente onbalans (modus) nu tussen -20% en 0% van het geïnstalleerd vermogen. De gemiddelde onbalans (bias) is nul.

In scenario 2 wordt de voorspelde waarde opgegeven als nominatie. Deze distributie is daarmee gelijk aan het gemiddelde over alle sites van de distributies in Figuur 6. Scenario 3 verschilt er lichtjes van omwille van de gekozen nominatiestrategie. Zoals vermeld in Hoofdstuk 4 zijn ook andere nominatiestrategieën denkbaar.

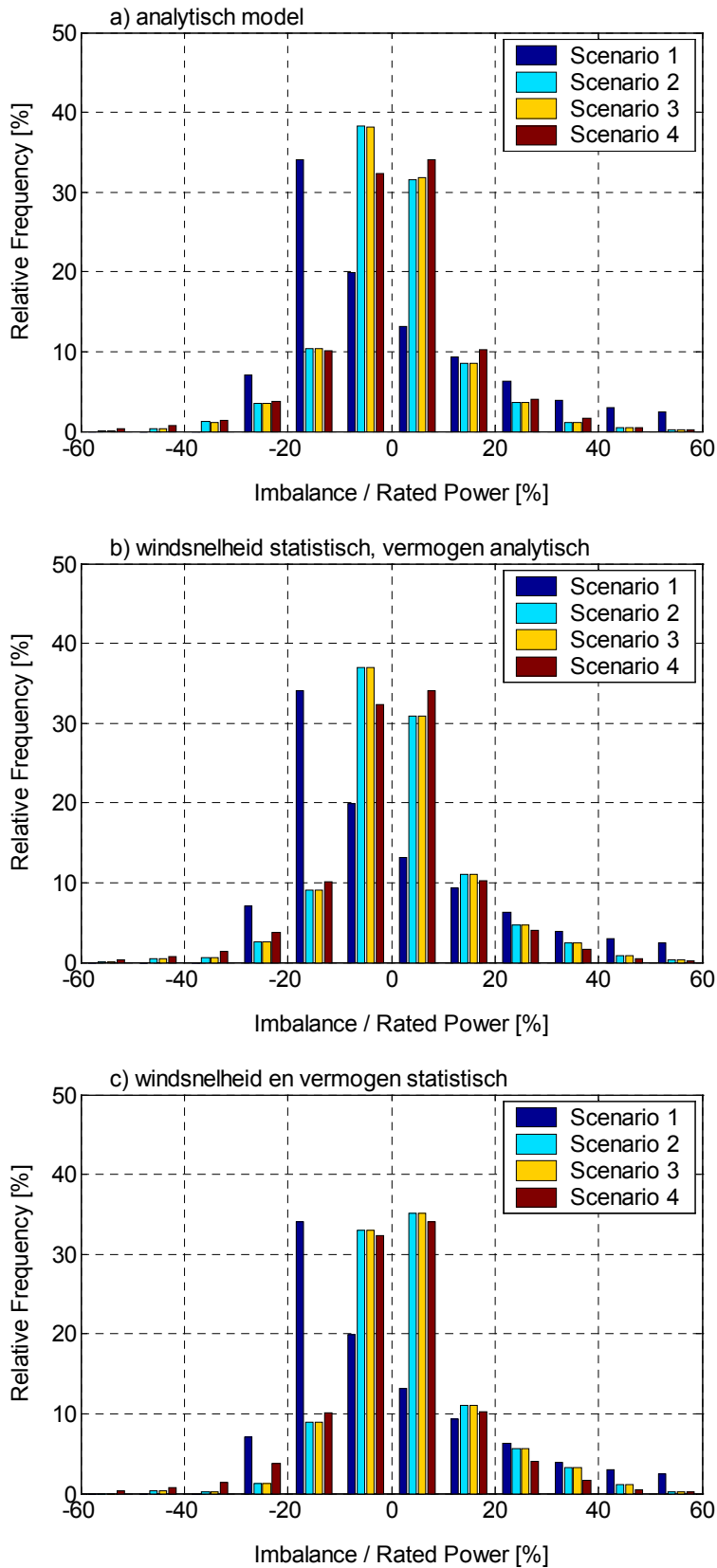
De onbalanswaardes in scenario 4 zijn gebaseerd op een uurlijks opschuivende *persistence*-voorspelling maar dan wel met een horizon van vier uur.

Zoals te verwachten was, komen de resultaten voor de scenario's 2 en 3 overeen met de resultaten uit Hoofdstuk 6: voor een kleine 70% van alle tijdstippen is de onbalans niet groter dan $\pm 10\%$ van het geïnstalleerd vermogen. Voor Scenario 4 is de onbalans bijna op even veel tijdstippen binnen deze marge gebaseerd op een uurlijks opschuivende *persistence*-voorspelling. Voor scenario 1 zit de onbalans maar voor 33% van alle tijdstippen binnen deze marge.

Wanneer men een marge toelaat van $\pm 20\%$ dan zit de onbalans binnen deze marge voor 88 à 89% van de tijd bij de scenario's 2 en 3 en voor 87% bij scenario 4. Voor scenario 1 zijn dit 77%. Met andere woorden wijkt de productie gedurende 77% van de tijd niet meer dan 20% af van het maandgemiddelde.

De sterkte van voorspellingen op zeer korte termijn wordt duidelijk bij de vergelijking van scenario 2 met scenario 4. Wanneer het voorspellingshorizon bij een opschuivende voorspelling verder verwijderd is dan 4 uur, zal de kwaliteit van de *persistence*-voorspellingen sterk afnemen. Anderzijds is de *persistence*-voorspelling bij een dichter horizon duidelijk superieur aan NWP-gebaseerde voorspellingen. Dit impliceert verder dat met een horizon van vier uur nog significant betere voorspellingen mogelijk zijn wanneer geavanceerdere statistische methodes worden toegepast die bijvoorbeeld rekening houden met de autocorrelatie van de elektriciteitsproductie in de voorbije uren. Voor deze modellen zijn meteorologische waarnemingen en operationele data van de elektriciteitsproductie in real-time nodig.

Om de verschillende bestaande methodes voor kortetermijnvoorspellingen optimaal te valoriseren is het dus aangewezen om op twee momenten kortetermijnvoorspellingen op twee momenten toe te passen. Enerzijds een voorspelling *day-ahead* voor de nominatie van de ARP bij Elia en een tweede om de nominatie of handelsstrategie bij te sturen *intra-day*.



Figuur 7: Statistische distributie van onbalans of productieafwijking voor verschillende voorspellingstools (a-c) voor de scenario's beschreven in Hoofdstuk 4; de distributie is gebaseerd op de data van 2006 gecumuleerd voor alle sites met uitzondering van Kapelle-op-den-Bos.

7.2 Kosten door onevenwicht met kortetermijnvoorspellingen

Onevenwicht als fractie van de totale windenergieproductie

Om de kosten voor onevenwicht te kunnen beoordelen is het nodig om het onevenwicht in verhouding te zetten tot de totale elektriciteitsproductie. De resultaten van deze studie zijn vooral afkomstig uit januari 2006. Het is daarom niet mogelijk om rechtstreeks conclusies te trekken over het onevenwicht op jaarbasis maar wel over het onevenwicht per opgewekte eenheid elektriciteit. De gecumuleerde onevenwichten voor elk van de vier scenario's staan in Annex B (Tabel 8) apart vermeld voor positief en negatief onevenwicht.

Uit deze resultaten blijkt een sterke variatie van de gecumuleerde onevenwichten, ook bij het gebruik van kortetermijnvoorspellingen. Voor negatief onevenwicht varieert de waarde tussen 11 en 64% van de opgewekte energie, voor positief onevenwicht tussen 9 en 34%. Verder zijn de waarden voor negatief en positief onevenwicht bij nominatie op basis van kortetermijnvoorspellingen (scenario 2 en 3) niet gelijk aan elkaar. De som van negatief en positief onevenwicht (in absolute bedragen) is wel consistent voor de verschillende sites en modellen. Ze bedraagt tussen 38 en 47% van de opgewekte windenergie.

De grote variatie voor positief en negatief onevenwicht is een rechtstreeks gevolg van een bias in de voorspelling. Indien de voorspelling geen systematische afwijking bevat zoals in de scenario's 1 en 4, wordt de gecumuleerde negatieve en positieve onbalans gelijk. Opvallend is dat de relatief kleine systematische afwijking van enkele percent in de kortetermijnvoorspellingen tot zeer hoge onbalansen kan leiden in de ene of de andere richting. Het is daarom zeer belangrijk om in de kortetermijnvoorspellingen te streven naar een doorgaans lage bias voor elk horizon. In de modellen met een analytisch windparkmodel (a en b) moet dit gebeuren door een statistisch output filter, in het statistische model gebeurt dit impliciet.

Wanneer de gebruikte kortetermijnvoorspellingen geen bias bevatten en de nominatie gebeurt volgens deze voorspellingen dan bedraagt het negatief en het positief onevenwicht elk voor zich zo'n 19 à 24% van de opgewekte energie, namelijk de helft van de hoger vermelde 39 tot 47%. Ook hier worden de laagste waarden behaald met de analytische voorspelling (model c) voor Zeebrugge en met de statistische modellen (b en c) voor de windturbines in Eeklo.

Wanneer de nominatie uurlijks aangepast kan worden op basis van een *persistence*-voorspelling (scenario 4) dan bedraagt het gecumuleerde onevenwicht, positief en negatief, 20 à 26% van de windenergieproductie. De som van negatief en positief onevenwicht in absolute cijfers bedraagt dan 41 tot 50%.

Wanneer altijd het maandgemiddelde genomineerd wordt dan bedraagt het gecumuleerde onevenwicht 37 à 44% van de windenergieproductie. De som van negatief en positief onevenwicht in absolute cijfers bedraagt dan 74 tot 80%. Deze som is daarmee ongeveer 1.7 tot 1.9 maal zo groot als wanneer de nominatie gebeurt op basis van kortetermijnvoorspellingen.

Aandeel van de kosten voor onevenwicht ten opzichte van de windenergieproductie

De prijs voor onevenwicht hangt af van het onevenwicht van de regelzone, van de referentieprijs en de prijzen voor regelvermogen en, wanneer gewerkt wordt met een drempel, ook van de nominatie en het onevenwicht zelf. Het is daarom niet mogelijk om op basis van meetgegevens van één à twee maanden tijd algemeen geldige conclusies te trekken over de economische invloed van kortetermijnvoorspellingen op de kosten voor onevenwicht bij een gegeven tarief. Wel is het mogelijk om op basis van het beperkte empirische dataset de evenwichtskost voor de beschouwde periode te schatten voor de eerder geïntroduceerde scenario's.

De prijs voor onevenwicht is de prijs die de ARP moet betalen voor de energie die de netbeheerder moet bijpassen om de afwijkingen van de ARP van zijn nominatie te compenseren. De prijs voor onevenwicht kan negatief zijn, namelijk wanneer de ARP in afwijking van zijn nominatie meer energie injecteert dan afneemt en hiervoor door Elia vergoed wordt. Voor de tarifiering van de productieafwijking van een offshore windpark geldt in principe dezelfde redenering.

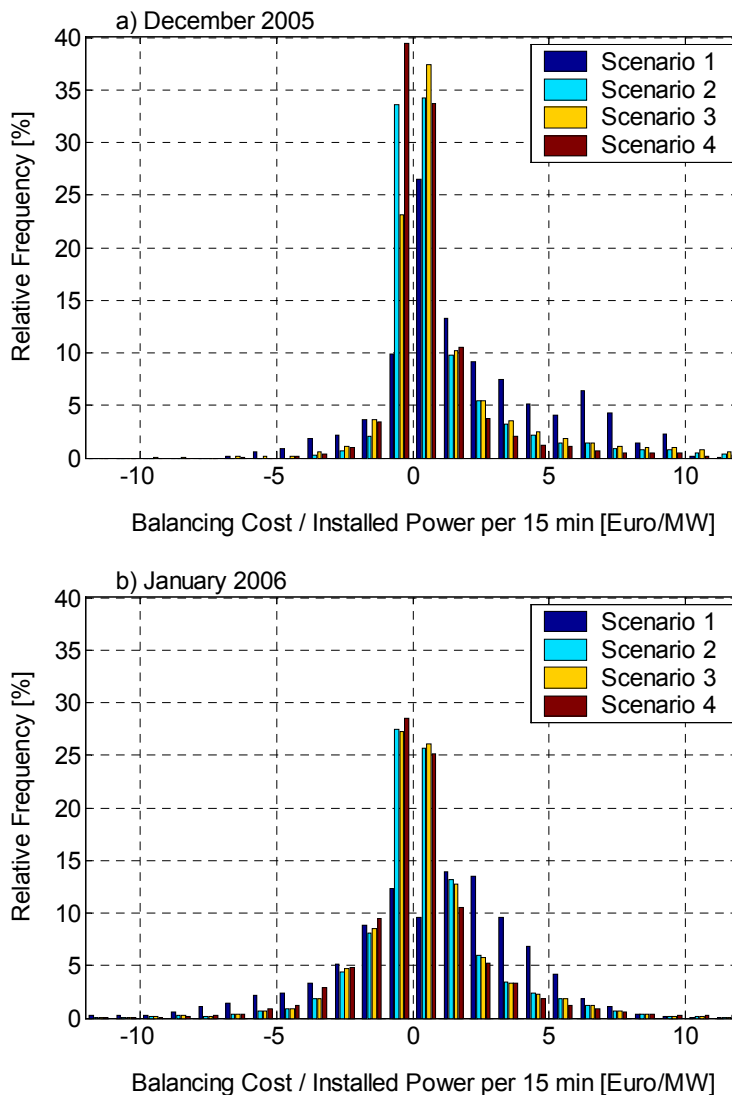
Figuur 8 toont de statistische verdeling van de kost voor onevenwicht gedurende de beschouwde periodes gemiddeld over alle sites met uitzondering van Kapelle-op-den-Bos. De kosten worden berekend

op kwartuurbasis en ze zijn genormaliseerd op geïnstalleerd vermogen. De voorspellingen zijn gebaseerd op het analytische model (a).

Bij het evenwichtstarief van 2006 (Figuur 8b) zit de evenwichtskost voor de scenario's 2 tot 4 voor 50 à 55% van alle beschouwde tijdseenheden onder één euro per geïnstalleerde megawatt. Iets meer dan de helft zijn uitgaven te betalen aan de netbeheerder, de rest zijn inkomsten uit vergoedingen door de netbeheerder. Energie die bijgepast moet worden door de netbeheerder is altijd minimaal voorzien van een kleine opslag ten opzichte van de referentieprijs. Omgekeerd is de prijs voor energie die de netbeheerder moet afnemen altijd lager dan de referentieprijs. De verdelingen van de onevenwichtskost zijn daarom lichtjes verschoven naar rechts. Dezelfde verdeling voor 2005 (Figuur 8a) is hoger en duidelijk verschoven naar rechts. Aangezien dit het geval is voor alle scenario's ook de scenario's 1 en 4 kunnen we besluiten dat dit te wijten is aan het vroegere tarief voor onevenwicht.

Het belang van voorspellingen wordt hier opnieuw duidelijk in scenario 1. Wanneer de nominatie niet gebaseerd is op kortetermijnvoorspellingen dan is de verdeling vlak en breed. Hoge inkomsten en uitgaven voor onevenwicht treden dan duidelijk vaker op.

Merk op dat de beschouwde evenwichtskost voor de ARP of windenergieproducent zowel inkomsten als uitgaven genereert. Tegenover deze inkomsten en uitgaven staat de energie overeenkomstig aan het onevenwicht die door de netbeheerder afgenomen respectievelijk bijgepast wordt.



Figuur 8: Statistische verdeling van de kost per programmatijdseenheid (15 min) bij verschillende tarieven van onevenwicht voor de scenario's beschreven in Hoofdstuk 4; analytisch voorspellingstool, data gecumuleerd voor alle sites.

Tabel 9 in Annex B toont de totale uitgaven en inkomsten voor onevenwicht over de beschouwde periodes. Voor de betere vergelijkbaarheid zijn deze waardes genormaliseerd op de opgewekte windenergie gedurende dezelfde periode. Deze bedragen zijn dus des te groter naarmate het onevenwicht bij een gelijk blijvende windenergieopwekking toeneemt.

De waardes in Tabel 9 variëren sterk. Voor januari 2006 zitten de berekende inkomsten voor positief onevenwicht ruwweg in de grootteorde van 10 tot 20 € per opgewekt megawattuur. De berekende uitgaven zitten in dezelfde periode tussen 10 en 35 € per opgewekt megawattuur. Voor december 2005 zijn de berekende inkomsten duidelijk lager namelijk tussen 2 en 6 € en de uitgaven tussen 15 en 47 € per opgewekt megawattuur. Uitgaven en inkomsten zijn hoger wanneer de nominatie niet gebaseerd is op kortetermijnvoorstellingen. De onzekerheid van de nominatie is in dit geval groter en er wordt duidelijk meer regelenergie (positief en negatief) gebruikt en doorgerekend.

De financiële onzekerheid verbonden aan voor onevenwicht wordt best beschreven door het saldo van de gemiddelde inkomsten en uitgaven bij een gegeven windenergieopwekking. Voor de berekeningen met het tariefstelsel uit 2005 bedraagt dit saldo tussen 12 en 55 € per opgewekt megawattuur bij nominatie op de basis van *day-ahead* voorspellingen en 10 tot 20 € per opgewekt megawattuur bij *persistence* voorspellingen *intra-day*. Wanneer de maandgemiddelden genomineerd worden bedraagt het saldo 37 tot 41 € per megawattuur. Met het nieuwe tariefstelsel in 2006 is dit nog 13 tot 14 € per opgewekt megawattuur bij nominatie van de maandgemiddelden. Bij toepassing van kortetermijnvoorspellingen zit dit saldo altijd onder de 9 € per megawattuur en het kan ook lichtjes onder nul zakken.

Dit saldo van de gemiddelde inkomsten en uitgaven bij een gegeven windenergieopwekking reflecteert het volume aan totaal uit te wisselen vergoedingen in beide richtingen verbonden aan onevenwicht. Het beschrijft daarmee het financiële risico verbonden aan onevenwicht uit windenergie. Dit wordt dus duidelijk verlaagd door invoering van het lineaire onevenwichtstarief in 2006 en het kan verder gereduceerd worden door de de nominatie te baseren op kortetermijnvoorspellingen van de windenergieopwekking.

Energieprijzen voor onevenwicht

Uit de vorige paragrafen blijkt een sterke variatie van de hoeveelheid onevenwicht die men gemiddeld mag verwachten en ook van de gemiddelde inkomsten en uitgaven hiervoor. Ze verschillen naargelang het veronderstelde scenario, het model voor kortetermijnvoorspellingen en ook van de site.

De gemiddelde prijs voor onevenwicht in euro per megawattuur kan worden berekend door de inkomsten en uitgaven voor positief respectievelijk negatief onevenwicht te delen door het onderliggende onevenwicht voor de beschouwde periode. De resultaten voor alle gevallen staan in Annex B (Tabel 10).

Uit dit overzicht blijkt dat voor December 2005 deze waardes sterk verschillen in functie van het scenario maar duidelijk minder in functie van de site. De drempel van 10% in het tarief voor onevenwicht van 2005 en de penaliserende bij overschrijden van de drempel leiden ertoe dat groot onevenwicht sterker belast wordt. In de base case zonder voorspellingen (Scenario 1) zijn de gemiddelde inkomsten voor positief onevenwicht dan ook duidelijk lager en de uitgaven voor negatief onevenwicht duidelijk hoger dan in de andere scenario's. Aangezien het beschikbare dataset voor 2005 relatief klein is en dit tarief niet meer van toepassing is, zullen we hier aan de andere scenario's niet verder aandacht besteden.

In 2006 zijn de gemiddelde inkomsten en uitgaven voor onevenwicht opvallend consistent. De waardes variëren maar zeer weinig in functie van de site en het toegepaste voorspellingstool. Tabel 6 geeft de gemiddelden voor de waardes voor 2006 uit Tabel 10 voor de vier scenario's.

Tabel 6: Gemiddelde prijzen voor onevenwicht uit windenergie in januari 2006 voor de scenario's beschreven in Hoofdstuk 4

[€/MWh]	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Positief onevenwicht: ARP wordt vergoed	52.2	52.6	53.9	56.5
Negatief onevenwicht: ARP vergoed ELIA	86.4	89.5	88.1	83.4

De prijzen verschillen ook voor de vier scenario's maar weinig. In tegenstelling tot 2005 leidt het tarief voor onevenwicht van 2006 bij gebrek aan kortetermijnvoorspellingen (Scenario 1) niet tot slechtere prijzen voor de ARP of windenergieproducent. Ook al treden grotere onevenwichten dan duidelijk vaker op (Figuur 7) en zijn de totale inkomsten en uitgaven voor onevenwicht daarmee groter (Figuur 8) is de gemiddelde energieprijis voor onevenwicht niet slechter dan in de andere scenario's. Het nieuwe tarief penaliseert grotere afwijkingen dus niet meer dan evenredig.

Binnen de statistische variatie leiden de scenario's 1 tot 3 tot dezelfde prijzen voor onevenwicht namelijk gemiddeld:

- 53 €/MWh als inkomsten voor de ARP of windenergieproducent bij positief onevenwicht en
- 88 €/MWh als uitgaven voor de ARP of windenergieproducent bij negatief onevenwicht.

De prijzen voor scenario 4 met uurlijks opschuivende *persistence*-voorspellingen vier uur voor de realisatie leiden nog tot lichtjes gunstigere prijzen voor de windenergieproducent of ARP. De gemiddelde prijzen voor onevenwicht uit de windenergie met het tarief van 2006 zijn daarmee gelijk aan de gemiddelde tarieven voor onevenwicht van Elia in dezelfde periode.

8 Besluit

Doelstelling en aanpak

Deze studie had tot doel om inzichten te bieden over de mogelijkheden om tot een verhoogde waarde van elektriciteit uit windenergie te komen. Hiervoor zijn verschillende methodes beschikbaar namelijk de toepassing van kortetermijnvoorspellingen, lokale energieopslag en de sturing van de vraag. Terwijl de technologische status van deze methodes geïnventariseerd werd in een voorafgaande literatuurstudie, richt deze studie zich specifiek op kortetermijnvoorspellingen van de windenergieproductie.

De inkomsten en uitgaven voor onevenwicht ten gevolg van de windenergieproductie werden berekend voor verschillende gevallen, namelijk:

- vier verschillende windparken met duidelijke verschillen in de kwaliteit van de beschikbare historische gegevens,
- *day-ahead* windenergievoorspellingen gebaseerd op analytische en statistische methodes,
- vier scenario's in functie van verschillende randvoorwaarden gesteld door de marktwerking en het regulerend kader.

Er is nota bene een significant verschil tussen de begrippen onevenwicht en productieafwijking: terwijl *onevenwicht* de som beschrijft van injecties en afnames in het portefeuille van een toegangsverantwoordelijke betreft de term *productieafwijking* het verschil tussen genomineerd en geleverd vermogen voor één offshore windpark en dus injectiepunt op het transmissienet.

Voor de berekening van de onevenwichtskost te wijten aan windenergie werd de productieafwijking van de onderzochte windparks rechtstreeks geïnterpreteerd als onevenwicht. Voor de bijzondere wettelijke status van een offshore windpark werden verder de inkomsten en uitgaven berekend gebaseerd op de wettelijke regeling voor toleranties op de productieafwijking.

Kwaliteit van kortetermijnvoorspellingen

Drie voorspellingstools werden toegepast voor kortetermijnvoorspellingen op basis van verschillende modellen: een analytisch model zonder enige statistische filtering, een model met statistische windsnelheidsberekening en een volledig statistisch model. De kwaliteit van de voorspellingen werd geëvalueerd met behulp van meetgegevens uit de maanden december 2005 en januari 2006 met de volgende conclusies:

- Om een systematische afwijking te vermijden is een statistische filtering van de resultaten noodzakelijk. Hiervoor zijn historische gegevens nodig gezuiverd van bedrijfsstoringen.
- De gemiddelde absolute fout van de voorspellingen zit in de grootteorde van 10% van het geïnstalleerd vermogen. Tot een voorspellingshorizon van ongeveer vier uur is de kwaliteit van de berekende voorspellingen altijd slechter dan die van een *persistence*-voorspelling. Voor een verder voorspellingshorizon zit de gemiddelde absolute fout doorgaans in de grootteorde van 10% ook voor een ver voorspellingshorizon. Vergeleken met waardes uit de literatuur is dit een zeer goede kwaliteit.
- De voorspellingen die gebaseerd zijn op statistische modellen voor de windsnelheid op ashoogte leveren de beste resultaten voor de sites waar historische gegevens beschikbaar zijn van goede kwaliteit. Voor de sites waar enkel ongezuiverde historische gegevens beschikbaar zijn, leveren de voorspellingen met een analytisch model de beste resultaten. Wanneer historische gegevens van goede kwaliteit beschikbaar zijn, is het aangewezen om ook een analytisch model te voorzien van een statistisch filter aan de uitgang om zo de systematische afwijking verder te minimaliseren.
- Een gebruiker kan met deze voorspellingstools zijn vermogen met een waarschijnlijkheid van zo'n 60 tot 70% juist voorspellen binnen de $\pm 10\%$ en met een waarschijnlijkheid van 80 tot 90% binnen de $\pm 20\%$ van het geïnstalleerd vermogen. De waarschijnlijkheid om er meer dan 40% naast te zitten bedraagt maar enkele percent.

De windenergieproductie is dus voorspelbaar met een determineerbare betrouwbaarheid. Uit de bovenstaande conclusies volgen daarmee de volgende aanbevelingen:

- Het gebruik van kortetermijnvoorspellingen dient aangemoedigd te worden. Op deze manier kan het totaal nodige regelvermogen voor de vereffening van een schommelende windenergieproductie gereduceerd worden op de voorspellingsfout. Dit zal de globale efficiëntie van de elektriciteitsproductie in België verhogen.
- De stockage van historische bedrijfsgegevens van windparken dient aangemoedigd te worden. Enkel op deze manier kunnen systematische voorspellingsfouten vermeden worden. De op te volgen gegevens zijn kwartiergemiddelden van het vermogen en de operationele status van elke windturbine en, indien mogelijk, ook meetgegevens van de windsnelheid. De kwaliteit van windenergievoorspellingen zonder enige statistische correctie zal altijd lager zijn dan wat mogelijk was met statistische correctie.
- De mogelijkheid om de nominatie op een injectiepunt op de dag van levering (*intra-day*) aan te passen dient overwogen te worden, bijvoorbeeld met een uurlijks opschuivend tijdvenster en de *gate closure* enkele uren voor de injectie. Windenergieproducenten kunnen daarvoor gebruik maken van *intra-day* voorspellingen. Aangezien voor deze voorspellingen een duidelijk betere kwaliteit bereikbaar is dan voor *day-ahead* voorspellingen, kan dit tot een verdere reductie leiden van de behoefte aan regelenergie voor de vereffening van een schommelende windenergieproductie. Ook dit zal de globale efficiëntie van de elektriciteitsproductie in België verhogen.

Evenwichtskosten voor windenergie

Tegenover de uitgaven en inkomsten voor negatief of positief onevenwicht staat fysisch energie die Elia moet bijpassen of afnemen. Deze energie wordt vergoed volgens het geldige tarief voor onevenwicht wat voor de ARP tot bijkomende inkomsten of uitgaven kan leiden. De evenwichtskosten voor windenergie kunnen bepaald worden door deze rechtstreeks toe te wijzen aan de windenergieproductie en de productieafwijking.

De evenwichtskosten werden bepaald op basis van vier scenario's: nominatie van een constant vermogen per maand, nominatie volgens *day-ahead* kortetermijnvoorspellingen, nominatie volgens *day-ahead* kortetermijnvoorspellingen met tarifiering voor offshore windparken en om het uur opschuivende nominatie op basis van *persistence*-voorspellingen *intra-day*.

Tot en met 2005 bevatte het tarief voor onevenwicht de notie van een drempel van $\pm 10\%$ van de genomineerde injecties. Voorbij deze drempel werd onevenwicht gepenaliseerd. Vanaf 2006 geldt een constant tarief voor onevenwicht. Dit hangt af van de ogenblikkelijke behoefte aan regelvermogen in de Belgische regelzone en de referentieprijzen voor elektriciteit. De prijzen voor positief en negatief onevenwicht zijn vanaf 2006 onafhankelijk van de hoeveelheid onevenwicht.

De analyse van de evenwichtskosten in de verschillende scenario's leidt tot de volgende conclusies:

- Door de nominatie van de windenergieopwekking te baseren op kortetermijnvoorspellingen kan de totale productieafwijking in beide richtingen gereduceerd worden op 52 tot 58% van de productieafwijking bij de nominatie van maandgemiddelden. Door rekening te houden met een mogelijke aanpassing van de nominatie *intra-day* kan het onevenwicht nog verder gereduceerd worden.
- De overgang van het onevenwichtstarief van Elia van 2005 naar 2006 leidt tot minder extreme onevenwichtsprijzen per megawattuur onevenwicht. Dit is te wijten aan de invoering van het constant onevenwichtstarief in 2006 ten opzichte van het penalisierend tarief in 2005.
- Met de overgang van het onevenwichtstarief van Elia van 2005 naar 2006 wordt de gemiddelde prijs voor onevenwicht in eerste benadering onafhankelijk van het gebruik van kortetermijnvoorspellingen. Ook dit is te wijten aan de invoering van het constant onevenwichtstarief in 2006 ten opzichte van het penalisierend tarief in 2005.
- Met de overgang van het onevenwichtstarief van Elia van 2005 naar 2006 wordt verder het volume aan totaal uit te wisselen vergoedingen in beide richtingen verbonden aan onevenwicht gereduceerd op ruim een derde van de waarde in 2005. Deze reductie werd vastgesteld terwijl de nominatie gewoon gebaseerd was op maandgemiddelden.
- Door de nominatie te baseren op kortetermijnvoorspellingen van de windenergieopwekking is het mogelijk om de productieafwijking en daarmee het volume aan vergoedingen voor onevenwicht nog verder te reduceren. In de praktijk zal het niet mogelijk zijn om de onevenwichtvergoedingen in beide richtingen op nul te brengen maar met behulp van kortetermijnvoorspellingen kan het volume van vergoedingen en daarmee het risico verbonden aan onevenwicht geminimaliseerd worden.

Uit de bovenstaande conclusies volgt de volgende aanbeveling:

- De uitwisseling van productiegegevens en kortetermijnvoorspellingen dient aangemoedigd te worden tussen windenergieproducenten, toegangsverantwoordelijken en de netbeheerder. In verband met kortetermijnvoorspellingen van de windenergieproductie is het belangrijk dat de nominatie gebeurt op basis van de verwachtingen in een marktomgeving met duidelijke regels inzake evenwichtshandhaving. Hiervoor is een liquide markt noodzakelijk.

Literatuur

- [APX 06] Website APX Group, Market Data, Power, APX Power NL. <http://www.apxgroup.com/>, accessed 17/05/2006.
- [Elia 05] Website Elia, Producten & Diensten. <http://www.elia.be/>, accessed 20/09/2005.
- [Elia 06] Website Elia, Producten & Diensten, Onevenwichtstarieven. <http://www.elia.be/>, accessed 21/03/2006.
- [Ger 05] M. Gerkens. Wetsvoorstel tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt. Belgische Kamer van volksvertegenwoordigers, 25 november 2005.
- [KB 02a] Koninklijk besluit met betrekking tot de openbare dienstverplichtingen in de elektriciteitsmarkt – 11 oktober 2002, *Belgisch Staatsblad*, 29 oktober 2002
- [KB 02b] Koninklijk besluit houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe – 19 December 2002. *Belgisch Staatsblad*, 28 December 2002.
- [Mad 04] H. Madsen, G. Kariniotakis, H.Aa. Nielsen, T.S. Nielsen, P. Pinson. *A Protocol for Standardizing the Performance Evaluation of Short-Term Wind Power Prediction Models*, ANEMOS report D2.3. Technical University of Denmark, IMM, Lyngby, Denmark, March 2004.
- [Sou 06] P. Souto Pérez et al. *The Role of Renewable Energy Technologies in Securing Electrical Supply in Belgium*. K.U.Leuven, 3E, IMEC, F.U.L, U.C.L. SPSPD II for Belgian Science Policy, 2006, in press.
- [Wet 99] Wet betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt – 29 April 1999. *Belgisch Staatsblad*, 11 May 1999.
- [Wet 05] Wet houdende diverse bepalingen – 20 juli 2005, *Belgisch Staatsblad*, 29 juli 2005.
- [Woy 05] A. Woyte. Verhoging van de waarde van elektriciteit uit windenergie – Deel 1: Literatuurstudie. 3E voor ANRE, Brussel, Belgium, October 2005.

Annex

Annex A: Leden van de gebruikersgroep

Firma	Activiteit
Vleemo NV	windenergieproducent
Aspiravi NV	windenergieproducent
Ecopower CVBA	windenergieproducent, elektriciteitsleverancier
Luminus NV	electriciteitsleverancier
Electrawinds NV	windenergieproducent
Elia NV	transmissienetbeheerder

Annex B: Tabellen

Tabel 7: Relatieve frequentie van het absoluut bedrag van de voorspellingsfout ΔP met verschillende voorspellingstools (a-c) en voor verschillende sites (ΔP in percent van het geïnstalleerd vermogen; frequentie in percent van alle verzamelde samples)

a) analytisch model				
	Zeebrugge	Kapelle-op-den-Bos	Leidijkmolen	Verheylegatmolen
$ \Delta P < 10\%$	65.8	78.4	68.4	67.9
$ \Delta P < 20\%$	85.2	90.0	85.7	85.9
$20\% \leq \Delta P < 40\%$	12.9	7.2	9.8	9.8
$ \Delta P \geq 40\%$	1.9	2.9	4.5	4.3
b) windsnelheid statistisch, vermogen analytisch				
	Zeebrugge	Kapelle-op-den-Bos	Leidijkmolen	Verheylegatmolen
$ \Delta P < 10\%$	58.6	-	68.8	68.8
$ \Delta P < 20\%$	78.7	-	87.9	89.3
$20\% \leq \Delta P < 40\%$	17.6	-	7.9	7.4
$ \Delta P \geq 40\%$	3.7	-	4.2	3.4
c) windsnelheid en vermogen statistisch				
	Zeebrugge	Kapelle-op-den-Bos	Leidijkmolen	Verheylegatmolen
$ \Delta P < 10\%$	60.4	-	69.2	68.6
$ \Delta P < 20\%$	79.9	-	88.1	89.8
$20\% \leq \Delta P < 40\%$	16.9	-	8.0	6.9
$ \Delta P \geq 40\%$	3.2	-	3.9	3.3

Tabel 8: Gecumuleerd negatief en positief onevenwicht/productieafwijking als percentage van de windenergieproductie gedurende de observatieperiode gedurende dezelfde periode; berekend voor verschillende voorspellingstools (a-c) en voor verschillende sites

a ₁) analytisch model (december 2005)				
[%]	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Zeebrugge	-40 / 40	-18 / 23	-16 / 24	-22 / 21
Leidijkmolen	-43 / 43	-56 / 10	-48 / 22	-23 / 22
Verheylegatmolen	-44 / 44	-64 / 9	-55 / 11	-24 / 23
a ₂) analytisch model (januari 2006)				
[%]	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Zeebrugge	-40 / 40	-11 / 27	-11 / 27	-21 / 20
Leidijkmolen	-38 / 38	-30 / 16	-29 / 16	-26 / 24
Verheylegatmolen	-37 / 37	-30 / 14	-30 / 14	-25 / 23
b) windsnelheid statistisch, vermogen analytisch (januari 2006)				
[%]	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Zeebrugge	-40 / 40	-18 / 29	-18 / 29	-21 / 20
Leidijkmolen	-38 / 38	-15 / 27	-15 / 27	-26 / 24
Verheylegatmolen	-37 / 37	-23 / 19	-23 / 19	-25 / 23
c) windsnelheid en vermogen statistisch (januari 2006)				
[%]	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Zeebrugge	-40 / 40	-12 / 34	-12 / 34	-21 / 20
Leidijkmolen	-38 / 38	-16 / 26	-16 / 26	-26 / 24
Verheylegatmolen	-37 / 37	-17 / 24	-17 / 24	-25 / 23

Tabel 9: Gecumuleerde inkomsten en uitgaven voor onevenwicht voor de ARP of producent genormaliseerd op de windenergieproductie gedurende dezelfde periode; berekend voor verschillende voorspellingstools (a-c) en voor verschillende sites

a ₁) analytisch model (december 2005)				
[€ / MWh]	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Zeebrugge	5.7 / 43.1	3.9 / 15.6	5.2 / 16.7	3.5 / 19.0
Leidijkmolen	5.7 / 46.7	2.1 / 40.2	4.2 / 51.6	4.2 / 14.0
Verheylegatmolen	5.9 / 46.8	1.9 / 45.0	3.6 / 58.7	4.7 / 15.0
a ₂) analytisch model (januari 2006)				
[€ / MWh]	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Zeebrugge	21.5 / 34.6	15.3 / 10.2	15.7 / 9.9	11.6 / 17.3
Leidijkmolen	19.3 / 32.9	8.5 / 25.7	8.8 / 25.0	13.5 / 22.0
Verheylegatmolen	19.5 / 32.4	7.7 / 26.0	7.9 / 25.3	13.0 / 21.3
b) windsnelheid statistisch, vermogen analytisch (januari 2006)				
[€ / MWh]	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Zeebrugge	21.5 / 34.6	14.9 / 17.2	15.3 / 17.0	11.6 / 17.3
Leidijkmolen	19.3 / 32.9	13.6 / 13.9	13.9 / 13.7	13.5 / 22.0
Verheylegatmolen	19.5 / 32.4	10.1 / 19.7	10.4 / 19.4	13.0 / 21.3
c) windsnelheid en vermogen statistisch (januari 2006)				
[€ / MWh]	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Zeebrugge	21.5 / 34.6	17.6 / 10.7	17.8 / 10.5	11.6 / 17.3
Leidijkmolen	19.3 / 32.9	13.1 / 14.7	13.3 / 14.5	13.5 / 22.0
Verheylegatmolen	19.5 / 32.4	12.4 / 15.6	12.7 / 15.4	13.0 / 21.3
Cijfers in de tabel: inkomsten / uitgaven [€/MWh]				

Tabel 10: Gecumuleerde inkomsten en uitgaven voor onevenwicht voor de ARP of producent gedeeld door het gecumuleerde onevenwicht gedurende dezelfde periode; berekend voor verschillende voorspellingstools (a-c) en voor verschillende sites

a ₁) analytisch model (dec. 2005), gemiddelde referentieprijis 78.6 €/MWh				
[€/MWh]	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Zeebrugge	14.3 / 108.8	16.5 / 86.9	21.8 / 106.2	16.7 / 85.9
Leidijkmolen	13.2 / 107.9	20.5 / 71.3	34.2 / 107.5	19.0 / 60.5
Verheylegatmolen	13.4 / 107.4	20.7 / 69.9	32.9 / 106.6	20.5 / 61.5
Gemiddelde waarde	13.7 / 108.0	19.2 / 76.0	29.6 / 106.7	18.7 / 69.3
a ₂) analytisch model (jan. 2006), gemiddelde referentieprijis 72.4 €/MWh				
[€/MWh]	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Zeebrugge	53.5 / 85.9	56.1 / 89.7	57.4 / 88.0	58.4 / 82.1
Leidijkmolen	50.9 / 86.6	54.0 / 86.8	55.9 / 85.3	55.9 / 83.7
Verheylegatmolen	52.0 / 86.6	54.6 / 85.2	56.0 / 83.6	55.6 / 83.5
Gemiddelde waarde	52.1 / 86.4	54.9 / 87.2	56.4 / 85.6	56.6 / 83.1
b) windsnelheid statistisch, vermogen analytisch (jan. 2006), gemiddelde referentieprijis 72.4 €/MWh				
[€/MWh]	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Zeebrugge	53.5 / 85.9	51.7 / 96.0	53.1 / 95.0	58.4 / 82.1
Leidijkmolen	50.9 / 86.6	49.7 / 91.0	50.7 / 89.7	55.9 / 83.7
Verheylegatmolen	52.0 / 86.6	52.1 / 86.2	53.9 / 84.9	55.6 / 83.5
Gemiddelde waarde	52.1 / 86.4	51.2 / 91.1	52.6 / 89.8	56.6 / 83.1
c) windsnelheid en vermogen statistisch (jan. 2006), gemiddelde referentieprijis 72.4 €/MWh				
[€/MWh]	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Zeebrugge	53.5 / 85.9	51.7 / 92.4	52.3 / 90.0	58.4 / 82.1
Leidijkmolen	50.9 / 86.6	50.4 / 91.8	51.5 / 90.4	55.9 / 83.7
Verheylegatmolen	52.0 / 86.6	52.1 / 90.2	53.5 / 88.7	55.6 / 83.5
Gemiddelde waarde	52.1 / 86.4	51.4 / 91.5	52.4 / 90.0	56.6 / 83.1
Cijfers in de tabel: inkomsten / uitgaven [€ / MWh]				

