

**TUSSENRAPPORT AANBODVOORSPELLER
DUURZAME ENERGIE**

A.J. Brand
T. Hegberg
N.J.C.M. van der Borg
J.K. Kok
E.R. van Selow
I.G. Kamphuis
M. de Noord
E.J.W. van Sambeek

Verantwoording

Het gerapporteerde werk in het project “Aanbodvoorspeller Duurzame Energie” werd gefinancierd uit het Engine-programma voor het jaar 2000 van het Energieonderzoekcentrum Nederland ECN; opdracht DIR 00-192. Het betreft een samenwerking van de Unit Windenergie en de Unit Technological Services & Consultancy (projectnummer 7.4103), de Unit Zonne-energie (projectnummer 7.4558) en de Unit Beleidsstudies (projectnummer 7.7318).

Abstract

This mid-term report of the ECN Engine project “Aanbodvoorspeller Duurzame Energie” (Renewable Energy Forecasting System) contains the main conclusions on the economical and technical feasibility of renewable energy forecasting systems, and the recommendations to be followed in order to introduce such a system in the Dutch electricity market.

Disclaimer

Voor het Nederlandse elektriciteitsnet geldt de Elektriciteitswet 1998 en de diverse uitwerkingen en interpretaties zoals vastgesteld door DTe en/of TenneT. Dit rapport is met grote zorg samengesteld uit openbare informatie. Er kan evenwel niet worden gegarandeerd dat deze informatie juist is of juist is weergegeven op het moment van publicatie. Daarnaast kunnen de uitwerkingen en de interpretaties in de toekomst veranderen. Dit tezamen met het dynamische karakter van de elektriciteitsmarkt betekent dat geen garantie gegeven wordt dat de beschreven situatie ook in de toekomst zal gelden.

INHOUD

1.	LEESWIJZER	5
2.	HOOFDCONCLUSIES	7
3.	AANBEVELINGEN	9
	BIBLIOGRAFIE	11
	BIJLAGE A PROGRAMMA VAN EISEN KORTE-TERMIJN AANBODVOORSPELLER DUURZAME ENERGIE	13
	BIJLAGE B ONDERZOEKSVRAGEN EN -ANTWOORDEN	21
	BIJLAGE C AANPAK PROTOTYPE WINDAANBODVOORSPELLER	55
	BIJLAGE D BUITENLANDSE METHODEN VOOR KORTE-TERMIJN WINDENERGIEPROGNOSES	59
	BIJLAGE E PROGRAMMAVERANTWOORDELIJKHEID	65

1. LEESWIJZER

Dit rapport beschrijft de resultaten halverwege de looptijd van het ECN Engine project “Aanbodvoorspeller – Programmatuur voor het voorspellen van het aanbod van duurzame energie”. In dit project werken de units Windenergie, Zonne-energie, Beleidsstudies en Technological Services & Consultancy samen. Het centrale doel is het in kaart brengen van de mogelijkheden om prognoses te geven voor de productie van wind- of zonne-energie op tijdstippen die één uur tot enkele tientallen uren in de toekomst liggen. Het project is gestart in juni van het jaar 2000 en loopt door tot medio 2002.

In de hoofdtekst van dit tussenrapport worden achtereenvolgens gepresenteerd:

- De hoofdconclusies van de studie naar de economische en de technische haalbaarheid van systemen die het aanbod van duurzame energie voorspellen. Dit is het voorlopige resultaat van doelstelling #1 van het project.
- De aanbevelingen die gevolgd moeten worden om dergelijke systemen te kunnen laten functioneren in de Nederlandse marktsituatie.

In de bijlagen van dit tussenrapport zijn opgenomen:

- Het programma van eisen voor een aanbodvoorspeller duurzame energie.
- De antwoorden op de onderzoeksvragen uit de projectbeschrijving van maart 2000.
- De stand van zaken betreffende het maken van het prototype windenergie-aanbodvoorspeller. Dit is de resultaatverwachting van doelstelling #2 van het project.
- Een overzicht van de buitenlandse windenergie prognose methoden.
- Een verhandeling over programmaverantwoordelijkheid.

De eisen, de antwoorden, de stand van zaken, het overzicht en de verhandeling beschrijven de situatie van medio maart 2001.

2. HOOFDCONCLUSIES

De periode die van belang is voor de voorspelling van het aanbod van elektriciteit is het volgende etmaal, maximaal gerekend vanaf het middaguur op de huidige dag. De voorspellingen gelden dus voor tijdstippen van minimaal één uur tot maximaal zesendertig uur vooruit. Dit wordt aangeduid als de korte termijn.

In de Nederlandse situatie dient de aanbodvoorspeller te functioneren binnen het principe van programmaverantwoordelijkheid. Dit principe is vastgelegd in de Elektriciteitswet 1998 en is uitgewerkt in de SysteemCode van de landelijk netbeheerder TenneT. Kernbegrip is het vermijden van onbalans in het elektriciteitsnet per programmatijdseenheid van een kwartier.

Voor productie-eenheden die als producent (dus niet als negatieve gebruiker) een aansluiting aan het elektriciteitsnet hebben geldt vanaf 1 januari 2002, als de laatste mogelijkheid tot vrijstelling vervalt, de plicht om energieprogramma's in te dienen. (De enige uitzonderingsmogelijkheid is die voor kleinschalige windvermogens tot uiterlijk 31 december 2004.) Voor een niet-regelbare energiebron is een aanbodvoorspeller een waardevol instrument bij zowel het invullen van dergelijke energieprogramma's als het vermijden van onbalans, maar het is ook een instrument ter vaststelling van de kosten van de overdracht van programmaverantwoordelijkheid.

Een negatieve gebruiker is een producent die elektriciteit invoedt aan de gebruikerskant van de meter, dus niet in het elektriciteitsnet.

Een aanbodvoorspeller is niet het enige instrument bij het invullen van energieprogramma's, het vermijden van onbalans of het vaststellen van de kosten van overdracht omdat daar ook andere methoden voor bestaan.

Er is niet gebleken dat er al methoden zijn ontwikkeld om korte-termijn prognoses te maken van de elektriciteitsproductie uit foto-voltaïsche *zonne-energie*.

Voor het maken van korte-termijn prognoses van de elektriciteitsproductie uit *windenergie* bestaan daarentegen verschillende methoden. Deze methoden zijn beschreven in één van de bijlagen. Al deze methoden hebben hiaten die opgelost moeten worden voordat windenergie aanbodvoorspelling in de Nederlandse markt opgenomen zal worden. Deze hiaten zijn:

- 1) De nauwkeurigheid van de huidige generatie windenergie-aanbodvoorspellers is matig.
- 2) De nauwkeurigheid van de windsnelheidsprognoses – de basis van windenergieprognoses – is niet voldoende.
- 3) Windparkeffecten worden niet in rekening gebracht.
- 4) Een maat voor de onzekerheid ontbreekt in de prognose.
- 5) De prognoses zijn voor uurlijkse waarden.

Het programma van eisen (“waar moet het aan voldoen?”) voor de aanbodvoorspeller duurzame energie is als bijlage opgenomen.

3. AANBEVELINGEN

3.1 Foto-voltaïsche zonne-energie

Enkele voorspellingsmethoden moeten worden bedacht en getoetst. Deze methoden kunnen gebaseerd zijn op instralingsprognoses, op persistentie, of op een combinatie van beide; eventueel aan te vullen met een zelflerend proces. Vervolgens, als de uitkomsten van de toetsing bekend zijn, besluiten of een prototype aanbodvoorspeller moet worden gemaakt en gebruikt om vast te stellen met welke nauwkeurigheid verwachtingen van de elektriciteitsproductie kunnen worden gemaakt. De specificaties op basis van het programma van eisen (“hoe wordt het ingevuld?”) moeten zo spoedig mogelijk worden opgesteld.

Persistentie houdt in dat de energieproductie in een toekomstige periode gelijk zal zijn aan die in de voorafgaande periode.

3.2 Windenergie

Er moet verder gegaan worden met het maken van het prototype, toegespitst op de Nederlandse marktsituatie. De specificaties op basis van het programma van eisen moeten zo spoedig mogelijk worden opgesteld.

De hiaten in de huidige generatie aanbodvoorspellers moeten worden opgelost, of de oplossing van deze hiaten moet worden gestimuleerd. Dit houdt in dat:

- 1) De nauwkeurigheid van de windenergieprognoses moet worden verbeterd.
- 2) De nauwkeurigheid van de windsnelheidsprognoses moet worden verbeterd.
- 3) Het parkeffect in rekening moet worden gebracht.
- 4) Een maat voor de onzekerheid in de prognoses moet worden opgenomen.
- 5) Een interpolatie naar kwartier- en beter vijf-minutenwaarden moet worden gerealiseerd.

Het parkeffect is de beïnvloeding van de windsnelheid in de omgeving van geclusterde windturbines door de windturbines zelf, met name stroomafwaarts van een individuele windturbine.

Hierbij moet zo goed mogelijk aangesloten worden bij beschikbare expertise. Concreet betekent dit dat:

- 1) ECN-Windenergie, samen met KNMI, geschikte downscaling methoden maakt; ECN Technological Services & Consultancy een geschikte methode maakt voor uitvoer statistiek.
- 2) KNMI (gestimuleerd door ECN) de kwaliteit van windmodeluitvoer verbetert.
- 3) ECN-Windenergie een geschikte windparkmodule maakt.
- 4) ECN-TSC een geschikte statistische methode maakt voor de onzekerheidsmaat.
- 5) ECN-Windenergie een geschikte interpolatiemethode maakt voor tussenliggende tijdstappen; KNMI tussenliggende tijdstappen uitvoert en parametrisaties verbetert.

Een downscaling methode wordt gebruikt bij de transformeren van de windsnelheid op een gegeven locatie naar een windsnelheid op een andere locatie.

Uitvoer statistiek wordt gebruikt om grootheden berekend met een atmosfeermodel te corrigeren voor systematische afwijkingen en niet-gemodelleerde processen, gebruikmakend van waargenomen waarden van die grootheden.

Windmodeluitvoer bestaat uit de windsnelheid zoals berekend met een atmosfeermodel.

In al deze gevallen betekent geschikt dat het betreffende onderdeel er toe bijdraagt dat de aanbodvoorspeller aan het programma van eisen voldoet.

3.3 Algemeen

De aanbodvoorspeller duurzame energie dient meerwaarde te krijgen, boven de op dit moment beschikbare methoden of onderdelen van methoden:

- Zowel prognoses windenergie als zonne-energie (primair foto-voltaïsch en secundair thermisch) uit locale weerprognoses.
- Verwachtingen op kwartierbasis, beter nog vijf-minutenbasis.
- Minimale spreiding in de energieprognoses.
- Dynamische behandeling van zowel thermische als ruwheidsovergangen in de verticale snelheidsprofielen.
- Verticale windsnelheidsprofielen zowel buitengaats als boven land bruikbaar.
- Windsnelheidsprognoses behalve op ashoogte in meerdere punten in het rotorvlak.
- Naast voorspelling van de verwachte waarde ook een maat voor de onzekerheid in die verwachte waarde.
- Toenemende nauwkeurigheid naarmate het tijdstip nadert waarop de voorspelling betrekking heeft.

BIBLIOGRAFIE

MeetCode – Voorwaarden als bedoeld in artikel 26, lid 1, sub b van de Elektriciteitswet 1998; Dienst uitvoering en toezicht Elektriciteitswet

TarievenCode zoals vastgesteld door de directeur DTe bij besluit van 30 september 1999, nummer 002; DTe document 99-071

Toelichting TarievenCode; DTe document 99-072

NetCode – Voorwaarden als bedoeld in artikel 26, lid 1, sub a van de Elektriciteitswet 1998; Dienst uitvoering en toezicht Elektriciteitswet

SysteemCode – Voorwaarden als bedoeld in artikel 26, lid 1, sub c van de Elektriciteitswet 1998; Dienst uitvoering en toezicht Elektriciteitswet

Referentiedocumenten: Samenwerkingsregeling, Gebiedsindeling en Begrippenlijst; DTe

De onbalansprijssystematiek per 1 januari 2001, versie 2.1; TenneT

Publicatie uitvoeringsregels, vooruitlopend op publicatie door EnergieNed; TenneT

Bedrijfsvoeringsconcept, 3 januari 2001; TenneT

Vragen en antwoorden met betrekking tot Bedrijfsvoering 2001, december 2000, versie 2.0; TenneT

Handleiding bij het invullen van energieprogramma's; TenneT

BIJLAGE A

PROGRAMMA VAN EISEN KORTE-TERMIJN AANBODVOORSPELLER DUURZAME ENERGIE

A.1 Inhoud

- Begripsomschrijvingen en afkortingen
- Aanbodvoorspeller duurzame energie
- Aanbodvoorspeller windenergie
- Aanbodvoorspeller foto-voltaïsche zonne-energie
- Aanbodvoorspeller thermische zonne-energie
- Bijlage 1: Programmaverantwoordelijkheid
- Bijlage 2: Onbalansprijsystematiek

A.2 Begripsomschrijvingen en afkortingen

De *korte termijn* is de periode tussen één uur en achtenveertig uur vooruit, die te allen tijde het volgende etmaal omvat, ongeacht zomer- of wintertijd. Dit is de periode die van belang is voor Programmaverantwoordelijken onder de Elektriciteitswet 1998.

Afbakening naar boven: De lange termijn is de periode die klimatologisch relevant is, met een typische ondergrens van één jaar en een typische bovengrens van dertig jaar. Deze periode is van belang voor de opbrengstschatting over de levensduur van een productie-eenheid.

Afbakening naar beneden: De periode tussen nu en een uur vooruit, die vooral van belang is voor het regelen van een productie-eenheid.

Het aanbod is de invoeding van elektriciteit in het elektriciteitsnet door de gebruikers van het net die productiecapaciteit hebben.

PvE: Programma van Eisen

AV: Korte-termijn aanbodvoorspeller

wAV: Korte-termijn windenergie-aanbodvoorspeller

zAV: Korte-termijn foto-voltaïsche zonne-energie aanbodvoorspeller

PV: Programmaverantwoordelijke of Programmaverantwoordelijkheid

PTE: Programmatijdseenheid

MT: Meettijd

A.3 Korte-termijn aanbodvoorspeller duurzame energie

Hoofdeis:

De AV-DE geeft

- Een prognose van de elektriciteitsproductie,
- Per PTE (minimaal) of MT (ideaal),
- Per aansluiting aan het elektriciteitsnet met:
 - (a) Volledige ProgrammaVerantwoordelijkheid (van nature of door overdracht),
 - (b) PV met Handelserkenning.

De PTE bedraagt vijftien minuten sinds 1 januari 2001.

De MT bedraagt:

- Vijf minuten voor aansluitingen vanaf 1 MegaWatt, en
- Dertig minuten voor aansluitingen tussen 0.1 en 1.0 MegaWatt.

Elke aansluiting heeft PV, vrijstelling tot 31 december 2001 voor aansluitingen tot 2 MegaWatt.

Voor kleinschalige productie-eenheden is het van belang aan welke kant van de meter de productie-eenheid invoedt (producent dan wel negatieve gebruiker).

Neveneis:

De AV-DE geeft een prognose van de thermische energie uit de zon als bron.

Dit betreft geen elektriciteitsproductie en heeft dus strikt genomen niet met het net en dus ook niet met PV te maken.

Wat is een prognose?

De verwachte elektriciteitsproductie, per PTE (of MT), van 1 tot 48 uur vooruit, op basis van een door de gebruiker op te geven betrouwbaarheidsinterval, met als kengetallen bijvoorbeeld ligging, spreiding, ondergrens, en bovengrens.

Voorbeeld betrouwbaarheid: Het interval waarbinnen de productie naar verwachting met 95% zekerheid zal komen te liggen, gegeven de in het verleden gerealiseerde producties – Denk aan de reclame over beursfondsen.

Hoe nauwkeurig moet de prognose zijn?

De onbalans dient minimaal te zijn. Met andere woorden: het verschil tussen de werkelijke en de verwachte levering moet minimaal zijn voor elke PTE in het etmaal waarvoor een energieprogramma is ingediend.

Toelichting: Onbalans - het verschil tussen het energieprogramma en de gerealiseerde som van invoeding/afname door een PV gedurende de PTE – is de basis voor het prijsmechanisme dat gebruikt wordt als instrument om het elektriciteitsnet in balans te houden.

Met de AV-DE is het minimaal mogelijk op gefundeerde wijze:

- Energieprogramma's in te dienen en zondig te wijzigen, en
- Transacties op de markt voor Regel- en Reservevermogen uit te (laten) voeren; en is het aanvullend mogelijk:
 - Kosten door onbalans te beheersen, beter nog, te minimaliseren, en
 - Baten van opgewekte elektriciteit te beheersen, beter nog, te maximaliseren.

A.4 Korte-termijn aanbodvoorspeller windenergie

Eis:

De wAV geeft:

- De prognose van de elektriciteitsproductie per PTE (of MT) van 1 tot 48 uur vooruit,
- Voor een Programmaverantwoordelijke met Volledige Erkenning of met Handelserkenning.

Het tweede punt moet meer specifiek gemaakt worden. Dit gaat in drie stappen:

- 1) Het gaat om een of meerdere aansluitingen (aan het net) in het verzorgingsgebied (van de programmaverantwoordelijke).
- 2) Eén aansluiting betekent dat een lokale prognose van de elektriciteitsproductie gemaakt moet kunnen worden. Meerdere aansluitingen betekent regionale of zelfs landelijke prognoses.
- 3) Een lokale prognose is die voor een solitaire windturbine of een enkel windpark (één aansluiting van de PV). Een regionale of landelijke prognose is die gesommeerd over alle solitaire windturbines en windparken (som over alle aansluitingen van de PV).

Herformulering:

De wAV geeft:

Een lokale, regionale of landelijke prognose van de elektriciteitsproductie per PTE (of MT) van 1 tot 48 uur vooruit,

- Van zowel solitaire als geclusterde windturbines,
- Die hun elektriciteit invoeden in het Nederlandse elektriciteitsnet,
- Gedetailleerd per aansluiting.

A.5 Korte-termijn aanbodvoorspeller foto-voltaïsche zonne-energie

Algemeen:

De zAV zal vooralsnog een bèta-versie zijn die gebruikt zal worden bij het onderzoeken van concepten en het toetsen van methoden; dus geen werkend prototype.

Methoden:

De zAV moet een aantal voorspellingsmethoden herbergen, om in een later stadium gedurende een aantal jaren bij diverse productie-eenheden de verschillende methoden onderling te kunnen vergelijken.

Voorspellingshorizon:

De bij de ontwikkeling van de methoden te hanteren voorspellingshorizon is bepaald door de periode tussen 6 uur (in de ochtend) en 24 uur (in de nacht) van hetzelfde etmaal.

De prognoses worden dus gemaakt voor de daglichtperiode van het *huidige* etmaal, waarmee impliciet een voorschot wordt genomen op de 1500 programmawijzigingen die jaarlijks zonder kosten mogen worden ingediend. Het initiële energieprogramma is immers ingediend uiterlijk om 12:00 uur van de vorige dag, gebaseerd op bijvoorbeeld de dagelijkse cyclus.

Geografische spreiding:

Er zal nog geen rekening worden gehouden met het effect van de vereffening van de productie door de geografische spreiding van productie-eenheden van één en dezelfde programmaverantwoordelijke.

A.6 Korte-termijn aanbodvoorspeller thermische zonne-energie

Wordt voorlopig niet uitgewerkt.

Bijlage 1: Programmaverantwoordelijkheid

Het principe van programmaverantwoordelijkheid is vastgelegd in de Elektriciteitswet 1998 en is uitgewerkt in de SystemCode van TenneT.

Programmaverantwoordelijkheid is de verantwoordelijkheid van:

- (a) afnemers van het elektriciteitsnet, niet zijnde beschermde afnemers, en
 - (b) vergunninghouders
- om
- programma's met betrekking tot
 - (a) de productie,
 - (a) het transport, en
 - (b) het verbruikvan elektriciteit op te stellen of te doen opstellen ten behoeve van de netbeheerders,
- en
- zich met inachtneming van de voorwaarden te gedragen overeenkomstig die programma's.

Programmaverantwoordelijkheid kan worden overgedragen aan een derde, die zelf al PV moet hebben. Programmaverantwoordelijkheid wordt verleend door TenneT.

Er zijn twee typen:

- PV met volledige erkenning, en
- PV met handelserkenning.

Volledige erkenning of handelserkenning geeft het recht om:

- Energieprogramma's in te dienen, en
- Transactiepartij te zijn in energieprogramma's.

Volledige erkenning geeft daarnaast het recht om:

- PV over de eigen aansluitingen uit te oefenen, tenzij men een beschermde afnemer is, en
- Uitoefening van PV aan te bieden voor aansluitingen van derden.

In het hierna volgende beperking tot de afnemers die producent zijn.

Tot en met 31 december 2001 is er de mogelijkheid tot vrijstelling van PV voor producenten met een aansluiting tot 2 MegaWatt (de zogenaamde beschermde producenten). Per 1 januari 2002 vervalt deze mogelijkheid.

Voor kleinschalige windproducenten is er uiterlijk tot 31 december 2004 een aparte status die een vaste terugleververgoeding garandeert. De drempel voor deze status is tot 31 december 2001 een aangesloten vermogen van 8 MW, daarna tot 31 december 2004 een van 600 kW.

Onder PV heeft een producent drie verplichtingen, en wel tot het:

- (1) Dagelijks maken van het zogenaamde IET-plan, dat is de planning van importen, exporten en transporten van elektriciteit gedurende de volgende dag. Dit plan dient voor 9:30 uur ingediend te zijn.
- (2) Dagelijks maken van het Energieplan (E-plan), in te dienen voor 12:00 uur, dat is het plan voor de op te wekken hoeveelheid elektriciteit in het volgende etmaal per zogenaamde programmatijdseenheid. Dit E-plan omvat het IET-plan. Sinds 1 januari 2001 bedraagt de PTE een kwartier.
- (3) Jaarlijks, in de eerste week van februari, per productie-eenheid maken van het draaiplan voor de komende zeven jaar, in tijdsperiodes van minimaal een week.

Het indienen van het Energieplan kost niets. Elk energieplan mag gewijzigd worden tot een uur voordat de wijziging in gaat. Als het aantal wijzigingen in een jaar groter is dan 1500, dan kost een programmawijziging EUR 200.

Bijlage 2: Onbalansprijsystematiek

Onbalans is het verschil tussen het energieprogramma en de gerealiseerde som van invoering en afname door een programmaverantwoordelijke gedurende een bepaalde tijdsperiode (programmatijdseenheid).

Onbalansprijs is de prijs voor netto geleverde elektriciteit, bestaande uit:

- De prikkelcomponent, en
- De energiecomponent.

Vanaf 1 januari 2001 hanteert TenneT de zogenaamde onbalansprijsystematiek om beide componenten vast te stellen.

De wekelijks vastgestelde *prikkelcomponent* is gekoppeld aan de gedragingen van de marktpartijen. Er zijn twee criteria:

- 1) Het aantal onwillekeurige uitwisselingen over vijf minuten dat per week, omgerekend naar MW, groter dan 300 MW respectievelijk kleiner dan $-/300$ MW (opregelen) is, bedraagt minder dan veertig;
- 2) Het gemiddelde per week van de onwillekeurige uitwisselingen over vijf minuten is, omgerekend naar MW, groter dan $-/20$ MW (opregelen) en kleiner dan 20 MW.

Op basis van het al-dan-niet halen van deze criteria en de richting van de vorige prikkelwijziging leidt een beslisboom tot een prikkelwijziging van +2, +1, 0, -1, of -2 EUR/MWh. De prikkelcomponent dient echter tenminste 0 EUR/MWh te bedragen.

Uitgaande van de startwaarde 10 EUR/MWh, heeft tussen 1 januari en 18 maart 2001 de prikkelcomponent waarden aangenomen tussen 0 EUR/MWh (1 t.m. 7 januari) en 11 EUR/MWh (15 t.m. 28 januari).

Aan het einde van het kalenderjaar sommeert TenneT alle ontvangen prikkelcomponenten, en restitueert deze door opname in het systeemdiensttarief voor het volgende jaar.

De *energiecomponent* is gekoppeld aan de op- en afregelprijzen per PTE, zoals deze tot stand komen op de markt waar vraag en aanbod van regel- en reservevermogen in balans worden gebracht. Van alle biedingen van regel- en reservevermogen wordt een prijsladder gemaakt. Deze prijsladder heeft een opregelzijde en een afregelzijde.

- Al het voor het handhaven van de systeembalans ingezette regel- en reservevermogen aan de opregelzijde krijgt de prijs van de hoogste bieding die (geheel of gedeeltelijk) is ingezet aan de opregelzijde van de prijsladder.
- Analoog betaalt het aan de afregelzijde ingezette vermogen de prijs van de laagste bieding die ingezet is aan de afregelzijde van de prijsladder.

Merk op dat de SystemCode nog de systematiek bevat die gold tot en met 31 december 2000.

BIJLAGE B

ONDERZOEKSVRAGEN EN -ANTWOORDEN

B.1 Inhoud

Indeling zoals in de projectbeschrijving van maart 2000:

- Algemene vragen
- Vragen vanuit Beleidsstudies
- Oorspronkelijke vragen vanuit Technological Services & Consultancy
- Toegevoegde vragen vanuit Technological Services & Consultancy
- Vragen vanuit Windenergie
- Vragen vanuit Zonne-energie

B.2 Algemene vragen

Vraag a01:

Hoe verloopt het aanbodpatroon van wind- en zonne-elektriciteit ten opzichte van het (algemene) elektriciteitsvraagpatroon?

Er zijn verschillende patronen: dag, jaar en lange-termijn (dertig jaar). De vraag wordt afgebakend tot dagpatronen, omdat het etmaal de relevante periode is voor de korte-termijn aanbodvoorspelling.

Windaanbod:

Op een gegeven hoogte niet al te ver boven het oppervlak waait het op een gemiddelde dag harder gedurende de daglichtperiode. Overdag mogen dus gemiddeld hogere opbrengsten verwacht worden dan 's nachts. Naarmate de hoogte toeneemt zal het verschil in de dagelijkse gang kleiner worden.

Zonne-aanbod:

Er is geen of weinig instraling (op het aardoppervlak) buiten de periode van circa een uur na zonsopkomst tot circa een uur voor zonsondergang.

Vraagpatroon:

De vraag naar elektriciteit is groot overdag en minimaal gedurende de nacht.

Conclusie:

Aanbod (van wind- en zonne-energie) en vraag (algemeen) lopen dus ongeveer in fase.

Vraag a02:

Hoe verloopt de vermogenscorrelatie tussen plaats van het aanbod en de vraag van de (gecontracteerde) afnemers al-dan-niet elders?

Nog niet beantwoord.

Vraag a03:

Wie zijn de exploitanten van duurzame energiesystemen?

Afbakening:

- Een exploitant is een beheerder van een productie-eenheid die een aansluiting aan het elektriciteitsnet heeft.
- Duurzame energie is windenergie of foto-voltaïsche dan wel thermische zonne-energie.

Een productie-eenheid windenergie is een windturbine, die solitair is of in een park staat. Beheerders zijn particulieren (individueel of een groep) of commerciële bedrijven; voor namen zie bijvoorbeeld de Windmonitor.

Een productie-eenheid zon-pv is een cluster zonne-panels. Beheerders nog in te vullen.

Vraag a04:

Bij welke exploitanten zal behoefte aan een aanbodvoorspeller ontstaan?

Degenen die:

- Programmaverantwoordelijkheid hebben, van nature of door overname, of
- Elektriciteit moeten of willen verhandelen (inkoop en verkoop)

kunnen behoefte krijgen aan een aanbodvoorspeller.

Dit leidt tot twee nieuwe vragen:

a04a *Wanneer heb je programmaverantwoordelijkheid?*

Elke aansluiting aan het elektriciteitsnet is programmaverantwoordelijk, maar tot 31 december 2001 is er nog een mogelijkheid tot vrijstelling voor degenen met een aansluiting tot 2 MW. (Dit zijn de zogenaamde beschermde producenten.) Na 31 december 2001 vervalt deze vrijstelling.

Uiterlijk tot 31 december 2004 hebben kleinschalige windproducenten een aparte status die een vaste terugleververgoeding garandeert. Tot 31 december 2001 ligt de drempel bij 8 MW, daarna tot 31 december 2004 bij 600 kW per aansluiting.

a04b *Wat betekent programmaverantwoordelijkheid?*

De producent is verplicht tot het dagelijks maken van het zogenaamde IET-plan, dat is de planning van importen, exporten en transporten van elektriciteit gedurende de volgende dag. Dit plan dient voor 9:30 uur ingediend te zijn.

Daarnaast is de producent verplicht tot het elke dag maken van het energieplan (E-plan), in te dienen voor 12:00 uur, dat is het plan voor de op te wekken hoeveelheid elektriciteit in het volgende etmaal per zogenaamde programmatijdseenheid (PTE). Dit energieplan omvat het IET-plan. Vanaf 1 januari 2001 bedraagt de programma-tijdseenheid een kwartier, daarvoor was het een uur.

Verder moet de producent elk jaar in de eerste week van februari per productie-eenheid het draaiplan voor de komende zeven jaar indienen, in tijdsperioden van minimaal een week.

Vraag a05:

Wanneer zal bij exploitanten behoefte aan aanbodvoorspelling ontstaan?

Alleen exploitanten van niet-regelbare productie-eenheden zullen mogelijk behoefte krijgen aan aanbodvoorspelling. Bij deze exploitanten moet onderscheid worden gemaakt tussen degenen die hun programmaverantwoordelijkheid overdragen en degenen die dit niet doen.

Als men programmaverantwoordelijkheid overdraagt: Geen behoefte, echter met een kanttekening. Als men PV overdraagt aan een partij die de elektriciteit en eventueel ook het groencertificaat koopt, dan spelen de kosten van onbalans een rol in de contractonderhandelingen. Het overdragen van PV is dus niet zonder kosten.

In contractonderhandelingen maakt men onderscheid tussen de harde en de zachte component van de stroomlevering. Hard is die hoeveelheid waarvan met hogere mate van zekerheid voorspeld kan worden dat het wordt geleverd; zacht is de hoeveelheid waarvan levering zeer onzeker is. Naarmate een windproductie-eenheid meer zacht vermogen heeft, zijn de kosten van onbalans hoger en zal de prijs van de verkochte stroom lager zijn. Een wAV kan het aandeel hard vermogen vergroten, waardoor windproducenten gunstiger contracten voor hun productie kunnen bedingen.

Als men programmaverantwoordelijkheid niet overdraagt heeft men in principe nu behoefte aan AV indien de aansluiting 2 MW of groter is. Voor alle aansluitingen zal die behoefte ontstaan vanaf 31 december 2001. Nogmaals, dit geldt alleen voor aansluitingen van niet-regelbare productie-eenheden.

Vraag a06:

Zal de landelijk netwerkbeheerder TenneT behoefte aan een aanbodvoorspeller krijgen?

Voorlopig niet; pas als windenergie een substantiële bijdrage gaat leveren in de Nederlandse energiemix.

TenneT heeft allerlei instrumenten om de balans in het systeem te handhaven, waarvan programmaverantwoordelijkheid er een is die op zich al voldoende moet zijn. TenneT heeft ook geen idee van de omvang van de onbalans die door een bepaalde component zoals windenergie wordt veroorzaakt, omdat men alleen de onbalans ziet ten opzichte van de energieprogramma's van de afzonderlijke programmaverantwoordelijken en die differentiëren niet naar energiebron.

Vraag a07:

Wat zijn de specificaties van een voorspeller die in deze behoefte voorziet?

Maak onderscheid tussen invoer- en uitvoerspecificaties, dus twee aparte vragen.

Vraag a07a: *Wat zijn de specificaties voor de uitvoer?*

De uitvoer van de AV is verwachte elektriciteitsproductie (kWh)

- Per productie-eenheid,
- Per kwartier,
- Tot 40 uur vooruit.

Dit is de minimale specificatie op basis van de tijdperiode waarover onbalans wordt gefactureerd. Omdat productie wordt gemeterd per periode van vijf minuten voor de meeste eenheden, is het gewenst dat de AV verwachtingen geeft per periode van vijf minuten.

Nauwkeurigheid is te relateren aan onbalans, dat is het verschil tussen de verwachte en de werkelijke productie per programmatijdseenheid.

Een nauwkeurige AV geeft dus productieprognoses die een minimale onbalans tot gevolg hebben.

Kanttekening: Een alternatief zou zijn nauwkeurigheid te relateren aan de boetes. De onbalansprijs zou dan als parameter in de AV meegenomen moeten worden. Deze prijs is echter extern bepaald en valt dus buiten het domein van de AV. (Eigenlijk is hier een marktvoorspeller voor nodig die onbalansprijs als uitvoer heeft.) Besloten is dat dit buiten het bestek van het project valt.

Betrouwbaarheid is uit te drukken als de kans dat een gegeven onbalans optreedt.

Het is van belang voor de gebruiker dat er een idee is van de onzekerheidsmarge in de voorspelde producties in de loop van de tijd. Naarmate een programmatijdseenheid

nadert zal de onzekerheid in de voorspelling af moeten nemen. Hieruit volgt de eis dat ook bijvoorbeeld de windprognoses een hogere zekerheid moeten hebben naarmate de tijdhorizon dichterbij ligt. De onzekerheidsrelaties moeten goed in kaart gebracht worden en goed communiceerbaar gemaakt worden opdat producenten een gunstige strategie kunnen ontwikkelen voor het indienen van energieprogramma's en voor het compenseren van onbalansen.

Vraag a07b: *Wat zijn de specificaties voor de invoer?*

Uitgangspunt is dat een atmosfeermodel, dat voor de dagelijkse weersverwachting door een meteorologische instituut gebruikt wordt, de technische grootheden levert die de invoer voor de AV zijn. Deze grootheden zijn:

Windsnelheid en -richting, druk, temperatuur, relatieve vochtigheid, en globale instraling

- Voor de directe omgeving van de productie-eenheid,
- Per uur,
- Tot 40 uur vooruit.

Deelverzamelingen van deze grootheden worden gebruikt voor de specifieke voorspellers:

- 1) Windenergie (wAV),
- 2) Zonne-energie - foto-voltaïsch (zpAV),
- 3) Zonne-energie - thermisch (ztAV).

ad 1: Windenergie-aanbodvoorspellers (wAV)

De deelverzameling bestaat uit windsnelheid en -richting (of equivalent twee horizontale windsnelheidscomponenten), druk, temperatuur en relatieve vochtigheid.

Verder is nodig het verband tussen windsnelheid etc. en vermogen per turbine, alsmede het verband tussen de axiaalkrachtcoëfficiënt en de snellopendheid. Dit zijn windturbinekaracteristieken.

Daarnaast locale invloedsfactoren:

- Oppervlakteruwheden,
- Stabiliteitsparameters,
- Windschaduw, zowel door objecten als door andere windturbines.

En tenslotte is nodig de correlatie tussen historische invoer en historische uitvoer.

ad 2: Zonne-energie aanbodvoorspellers, foto-voltaïsch (zpAV)

De deelverzameling modeluitvoer bestaat in dit geval uit temperatuur en globale instraling.

Verder zijn nodig:

- Het verband tussen de globale instraling en de diffuse component daarvan, inclusief de waarden van de empirische parameters.
- De opstelling van de panelen (tilt, azimut).
- Het rendement van de array en van de inverter.

ad 3: Zonne-energie aanbodvoorspellers, thermisch (ztAV)

De deelverzameling modeluitvoer bestaat nu uit windsnelheid, temperatuur en globale instraling.

Vraag a08:

Met welke methoden kan een aanbodvoorspeller worden ontworpen?

Een prognose is de verwachting van de waarde van een grootheid op een toekomstig tijdstip. Uitgaande van prognoses van een aantal atmosferische grootheden moet de energieprognose worden opgesteld: de verwachte elektriciteitsproductie van een windturbine of een zonne-paneel. Voor het maken van de energieprognose zijn er twee essentieel verschillende manieren: de fysische en de statistische.

De fysische methode bestaat uit een aantal sub-modellen die gezamenlijk zorgen voor de vertaling van de verwachting in een roosterpunt naar de energieverwachting voor de productie-eenheid. Elk sub-model bevat een wiskundige beschrijving van een natuurkundig proces dat relevant is voor deze vertaling. Voorbeelden van sub-modellen zijn die voor het in rekening brengen van het effect van ruwheid en stabiliteit op de windsnelheid, en van het vertalen van de instraling voor een roosterpunt naar de instraling voor de locatie. Kennis van alle relevante processen is dus een vereiste voor een zuiver fysische methode.

De statistische methode bestaat ook uit sub-modellen voor de vertaling van roosterpuntverwachting naar lokale energieverwachting, maar nu gebaseerd op wiskundige beschrijvingen. De wiskundige beschrijvingen zijn schatters voor de relevante variabelen. Omdat de parameters in de schatters geen universele waarde hebben, moeten de parameterwaarden uit waarnemingen worden afgeleid. Dit kan met bijvoorbeeld recursieve kleinste kwadraten schatting of een neuraal netwerk. Voor een zuiver statistische methode is het dus nodig om te beschikken over continue waarnemingen om de parameterwaarden actueel te houden.

In de praktijk komen zowel de fysische als de statistische methode niet in zuivere vorm voor. Zo heeft een fysische methode in het algemeen ook een statistisch sub-model om systematische correcties aan te kunnen brengen.

Vraag a09:

Hoe ziet zo'n voorspeller er schematisch uit?

De AV bestaat uit twee sequentiële hoofdcomponenten. De eerste hoofdcomponent neemt uitvoer in van atmosfeermodellen. De tweede hoofdcomponent bestaat uit verschillende sub-componenten, die elk een specifieke taak hebben zoals bijvoorbeeld het voorspellen van windenergieproductie of zonne-energieproductie. Elke sub-component neemt als invoer uit de hoofdcomponent alleen die grootheden die relevant zijn, alsmede waargenomen producties en omgevingstoestanden. De sub-componenten zijn onderling onafhankelijk en kunnen parallel bedreven worden.

Voor de sub-component windenergie zijn er twee verschillende opties: de voornamelijk fysische en de statistische. De voornamelijk fysische sub-component bestaat uit drie sequentiële onderdelen die achtereenvolgens:

- (1) De vertaling verzorgen van de roosterpunt- naar de lokale verwachtingen,
- (2) Turbine- en parkinvloeden in rekening brengen, en
- (3) Systematische fouten corrigeren op basis van waarnemingen.

De voornamelijk statistische component bestaat uit een onderdeel dat de actuele roosterpuntverwachtingen correleert met waarnemingen.

Analoog zijn er voor de zonne-energie sub-component twee verschillende opties, met dien verstande dat de onderdelen van de fysische component:

- (1) Zorgen voor de interpolatie van het roosterpunt naar de locatie;
- (2a) De diffuse component afleiden uit de globale instraling,
- (2b) De vertaling verzorgen van instraling in het horizontale naar het array-oppervlak,
- (2c) De vertaling van instraling naar energieproductie verzorgen; en
- (3) Systematische fouten corrigeren op basis van waarnemingen.

Vraag a10:

Welke onderdelen van zo'n methode zijn waar beschikbaar, welke niet?

Achtereenvolgens komen aan de orde:

- (1) De invoer voor de hoofdcomponent
- (2) De hoofdcomponent zelf
- (3) De sub-component windenergie
- (4) De sub-component zonne-energie

ad 1: De invoer voor de hoofdcomponent

De invoer voor de hoofdcomponent bestaat uit gegevens die op hun beurt de uitvoer zijn van atmosfeermodellen. Deze uitvoer wordt aangeduid als roosterpuntverwachting, dat

is de berekende toekomstige waarde van een aantal grootheden in discrete ruimtelijke punten.

Meteorologische instituten gebruiken voor het opstellen van weersverwachtingen op korte en iets langere termijn atmosfermodellen. Dit zijn numerieke benaderingen van de natuurkundige beschrijving van de toekomstige toestand van de atmosfeer boven een deel van het aardoppervlak, die regelmatig met behulp van supercomputers uitgerekend worden. Elke berekening start met een zo actueel mogelijke begintoestand op basis van waarnemingen. Het rekenresultaat is de waarde van enkele grootheden per roosterpunt en voor een aantal stappen vooruit in de tijd.

Om een aantal redenen geven de modellen een benadering van de werkelijkheid. Ten eerste zijn niet alle atmosferische processen in een model vertegenwoordigd. Daarnaast kan de begintoestand van een berekening onzuiver zijn, en zijn de rekenuitkomsten alleen beschikbaar voor discrete punten in de ruimte (zowel horizontaal als verticaal) en de tijd. Door deze beperkingen zijn atmosfermodellen alleen hulpmiddel bij het opstellen van weersverwachtingen. (Atmosfeermodellen zijn overigens niet het enige hulpmiddel omdat er ook andere prognosemethoden bestaan.)

Er zijn vele atmosfermodellen, variërend van academisch onderzoeksobject tot volledig operationeel instrument. De modellen verschillen behalve in de aard van de modellering (bijvoorbeeld natuurkundige processen of numerieke schema's) in een aantal uiterlijk herkenbare punten. Dit zijn de tijdhorizon (van enkele uren tot zes dagen vooruit), het domein (van een gebied van enkele tienduizenden vierkante kilometers tot ruim de helft van het aardoppervlak), de horizontale resolutie (van een tot ruim honderd kilometer) en de tijdstap (van een tot enkele uren).

Een van die vele atmosfermodellen is het High Resolution Limited Area Model HIRLAM dat in Europa in gebruik is. Het is overigens beter om te spreken van "een" in plaats van "het" HIRLAM omdat dit model in verschillende versies voorkomt. Deze versies worden door de betrokken nationale instituten onderhouden zodat er naast Nederlandse (KNMI) ook bijvoorbeeld Deense (DMI) en Finse (FMI) versies zijn. Naast operationele versies kent elk instituut versies die pre-operationeel of semi-operationeel zijn, alsmede versies die voor onderzoek worden gebruikt.

Voor het maken van weersverwachtingen tot 48 uur vooruit heeft het KNMI een betrekkelijk grofmazig HIRLAM operationeel met een horizontale roosterpuntafstand van 55 km op dit moment, en 22 km vanaf de herfst van 2001. Vermoedelijk vanaf eind 2001 wordt een HIRLAM operationeel voor verwachtingen tot 24 uur vooruit op het gedetailleerder rooster van 11 km. Hogere resolutie versies zijn beschikbaar voor onderzoeksdoeleinden.

Naast de HIRLAM versies van het KNMI zijn er ook andere atmosfermodellen met een domein dat Nederland omvat:

- HIRLAM 25 km - DMI (DK) - Denemarken en Noord-Duitsland
- Lokalmode (voorheen. Deutschlandmode) 15 km - DWD (DE) - Duitsland
- Aladin 12 km - CHI (CZ) - Centraal Europa

Verder heeft ECMWF (UK) een model dat gebruikt wordt om begin- en randvoorwaarden voor de andere modellen te genereren.

De uitvoer van al deze atmosfeermodellen bestaat uit grootheden die van belang zijn voor windenergieprognoses: twee windsnelheidscomponenten, druk, temperatuur, en specifieke vochtigheid. Voor prognoses zonne-energie is er een aparte categorie modellen die de instraling onder invloed van atmosferische processen berekent. Het KNMI heeft hiervoor het MetCast-model in gebruik, dat instraling tot 12 uur vooruit bepaalt op een rooster van 27.5 km.

ad 2: De hoofdcomponent

De invoer voor de hoofdcomponent bestaat uit de roosterpuntverwachtingen afkomstig van de diverse atmosferische modellen die elk verschillen wat betreft regelmaat en tijdhorizon. De uitvoer bestaat uit dezelfde roosterpuntverwachtingen, maar nu gesynchroniseerd op de uurlijkse waarden. Voor zover bekend bestaat zo'n hoofdcomponent niet.

ad 3: De sub-component windenergie

De windenergie sub-component heeft roosterpuntverwachtingen als invoer en lokale elektriciteitsproductie als uitvoer. Voor deze component zijn er twee mogelijkheden: een gebaseerd op voornamelijk fysische modellering en de ander op voornamelijk statistische modellering. (Zie antwoord op vraag a08 voor de beschrijving van deze soorten modellering.)

(i) Voornamelijk fysische modellering

Dit type modellering bestaat uit vier sub-modellen:

- 1) Het maken van lokale verwachtingen.
- 2) Het bepalen van vermogensverwachtingen.
- 3) Het in rekening brengen van parkinvloeden.
- 4) Het corrigeren voor systematische afwijkingen.

De lokale verwachting is de prognose van de windsnelheid, windrichting en dichtheid van de lucht op ashoogte van de windturbine(s). Dit gebeurt door post-processing van roosterpuntverwachtingen in de omgeving van de locatie, hetgeen voor windsnelheid bekend staat als downscaling. (Merk op dat ook temperatuur en luchtdruk lokaal gemaakt moeten worden.) Ingrediënten van een downscaling methode zijn:

- Ruwheidsinvloed
- Stabiliteitsinvloed
- Terreinversnelling of -vertraging
- Obstakels

Deze ingrediënten zijn dynamisch - niet statisch.

Er zijn verschillende downscaling methoden beschikbaar, waaronder:

- De methode in WaSP.
- De methode in het Handboek Opbrengst Windturbines.
- De flux-profiel methode van De Rooij en Holtslag.
- De een-dimensionale grenslaagmethode van Kudryavtjev.

De vermogensverwachting wordt opgesteld door gebruik te maken van de vermogenscurve. (De vermogenscurve geeft het vermogen als functie van de windsnelheid op ashoogte voor een standaardwaarde van de dichtheid van lucht.) Deze curve dient richtingsafhankelijk per turbine te worden gespecificeerd. De vermogenscurve kan worden verkregen door berekening of door meting.

Ook parkinvloeden kunnen op verschillende manieren worden verkregen:

- 1) Door te rekenen, waarvoor diverse programma's beschikbaar zijn: PARK (Risø, DK), WindPro (EMD, DK), WindFarmer (Garrad Hassan, UK), WindFarm (ReSoft, UK), FyndFarm/WakeFarm (ECN, NL).
- 2) Door te meten, op locatie, hetgeen een lange meetperiode vereist maar het voordeel heeft dat het adaptief is.

In beide gevallen is het resultaat een richtingsafhankelijk vermogenscurve per turbine, waaruit door sommatie de richtingsafhankelijke vermogenscurve voor het windpark volgt.

Uit de richtingsafhankelijke vermogenscurve wordt op basis van de prognose van de windsnelheid, windrichting en luchtdichtheid op ashoogte de hoeveelheid elektriciteit bepaald die in de tijdseenheid (uur of kwartier) wordt opgewekt.

Systematische fouten in deze elektriciteitsproductie worden in de output statistics module gecorrigeerd.

Een aantal voornamelijk fysische prognosemethoden is beschikbaar:

- Prediktor van Risø (DK),
- Previento van Uni Oldenburg/Magdeburg (DE), en
- eWind van ForeWind (USA);

zie de aparte bijlage voor een uitgebreide beschrijving. Aanvulling bij deze beschrijving is dat eWind en de methode van Oldenburg/Magdeburg geen windparkinvloeden in rekening brengen, en dat eWind ook een atmosfeermodel bevat.

(ii) Voornamelijk statistische modellering

In dit geval bevat de sub-component een statistisch model voor het verband tussen de roosterpuntverwachtingen (invoer) en de elektriciteitsproductie (uitvoer). De parameters in het model zullen hun waarden krijgen uit metingen. Twee voornamelijk statistische prognosemethoden zijn beschikbaar: WPPT en de ISET-methode; beide beschreven in de aparte bijlage.

ad 4: De sub-component zonne-energie

Uit een literatuurzoektocht is niet gebleken dat er een sub-component zonne-energie bestaat.

Vraag a11:

Wat is het ontwikkelingstraject van zo'n methode?

Er worden vier fasen onderscheiden (zie het blokdiagram van medio november 2000). Tevens wordt aangegeven waar de ontwikkeling zich medio maart 2001 bevindt.

- 1) Inventarisatie
Vast stellen van nut en noodzaak, nagaan van wat al beschikbaar is, opstellen eisen en specificaties, identificeren sterke en zwakke punten.
- 2) Prototype bouwen
Instrument bouwen om zelf ervaring mee op te doen en reclame te maken, basis hebben voor eventuele verdere ontwikkeling.
- 3) Zwakke punten aanpakken.
Oplossen van de grote knelpunten die in de inventarisatie aan het licht gekomen zijn.
- 4) Pre-operationeel onderzoek
Op grotere schaal ervaring opdoen om sterke en zwakke punten te identificeren.

Waar staat de ontwikkeling nu?

- 1) De inventarisatie is in zoverre afgerond dat een tussenrapportage wordt uitgebracht.
- 2) Met het bouwen van prototypen is begonnen nu programma van eisen en specificaties vrijwel vast liggen.
- 3) Er is begonnen met het aanpakken van zwakke punten, zie verder het antwoord bij vraag a12.
- 4) Nog niet gestart.

Vraag a12:

Welke unit van ECN kan wat waaraan bijdragen?

Uit de inventarisatie blijkt een aantal hiaten voor windenergie-aanbodvoorspelling; deze moeten worden opgelost of het oplossen moet worden gestimuleerd wil aanbodvoorspelling in de Nederlandse markt opgenomen worden. De hiaten zijn:

- 1) De nauwkeurigheid van de huidige generatie windenergie-aanbodvoorspellers is matig.
- 2) De nauwkeurigheid van de windsnelheidsprognoses - de basis van wAV – is niet voldoende.
- 3) Windparkeffecten worden niet in rekening gebracht.
- 4) Een maat voor de onzekerheid ontbreekt in de prognose.
- 5) De prognoses zijn voor uurlijkse waarden.

Ter oplossing moet:

- 1) De nauwkeurigheid van de windenergieprognoses worden verbeterd.
- 2) De nauwkeurigheid van de windsnelheidsprognoses worden verbeterd.
- 3) Het windparkeffect in rekening worden gebracht.
- 4) Een maat voor de onzekerheid in de prognoses worden opgenomen.
- 5) Een interpolatie naar kwartier - maar nog beter vijfminuten - waarden worden gerealiseerd.

Wie doet wat?

- 1) ECN-WE, samen met KNMI: Adequate downscaling methode maken;
ECN-TSC: Adequate methode maken voor output statistiek
- 2) KNMI (gestimuleerd door ECN): Verbeteren kwaliteit windmodeluitvoer
- 3) ECN-WE: Adequate windparkmodule maken
- 4) ECN-TSC: Adequate statistische methode maken
- 5) ECN-WE: Adequate interpolatiemethode maken (voorkeur, korte termijn);
KNMI: Uitvoeren tussenstappen (optie, lange termijn)

Vraag a13:

Wie zijn mogelijke samenwerkingspartners?

Op het gebied van de meteorologie: KNMI, Meteo Consult.

Voor de levering van waarnemingen (wind en productie): WEOM (locale test cases); er is echter ook behoefte aan regionale test cases (bijvoorbeeld VWNH).

Ook is er behoefte aan programmaverantwoordelijken, zowel met volledige als met met handelserkenning (bijvoorbeeld een “broker”).

Vraag a14:

Over welke meerwaarde dient de aanbodvoorspeller te beschikken, boven de beschikbare methoden of onderdelen?

- Zowel windenergie als zonne-energie (zowel foto-voltaïsch als thermisch) uit lokale weerprognoses.
- Verwachtingen op kwartierbasis, beter nog vijf-minutenbasis.
- Minimale spreiding in prognoses.
- Dynamische behandeling van zowel thermische als ruwheidsovergangen in de verticale snelheidsprofielen.
- Verticale windsnelheidsprofielen zowel buitengaats als boven land bruikbaar.
- Windsnelheidsprognoses behalve op ashoogte in meerdere punten in het rotorvlak.
- Naast voorspelling van de verwachte waarde ook een maat voor de onzekerheid in die verwachte waarde.
- Toenemende nauwkeurigheid naarmate het tijdstip nadert waarop de voorspelling betrekking heeft.

B.3 Vragen vanuit Beleidsstudies**Vraag bs01:**

Wie zullen aanbieders/afnemers worden van wind- en zonne-energie?

Zie het antwoord bij a03.

Vraag bs02:

Bij wie ligt dan programmaverantwoordelijkheid van vraag en aanbod?

Tweede deel van deze vraag is niet relevant omdat er geen onderscheid is tussen vraag en aanbod van elektriciteit - het gaat om het gebruik van het elektriciteitsnet; zie voor het eerste deel het antwoord bij a04a.

Vraag bs03a:

Hoe ziet programmaverantwoordelijkheid er uit?

Zie het antwoord bij a03 en bij a04a.

Vraag bs03b:

Wat zijn de kosten dan wel de boetes?

Om PV te kunnen krijgen, moet men aan de netbeheerder financiële zekerheden verstrekken in verband met de betaling van op grond van de inzake PV verschuldigd geworden bedragen.

Het indienen van energieprogramma's kost niets, het wijzigen wel. Als het aantal wijzigingen in een jaar groter is dan 1500 kost een programmawijziging EUR 200.

Boetes zijn de kosten van onbalans.

Onbalans is het verschil tussen het energieprogramma en de gerealiseerde som van invoeding en afname door een programmaverantwoordelijke gedurende een bepaalde tijdsperiode (programmatische eenheid).

De onbalansprijs is de prijs voor netto geleverde elektriciteit, bestaande uit:

- 1) De prikkelcomponent, en
- 2) De energiecomponent.

Vanaf 1 januari 2001 hanteert TenneT de zogenaamde onbalansprijsystematiek om de prikkelcomponent en de energiecomponent te bepalen.

De prikkelcomponent wordt wekelijks vastgesteld, gebruik makend van twee criteria die de gedragingen van de marktpartijen beschrijven:

- 1) Het aantal onwillekeurige uitwisselingen over vijf minuten dat per week, omgerekend naar MW, groter dan 300 MW respectievelijk kleiner dan ± 300 MW (opgelegen) is, bedraagt minder dan veertig;
- 2) Het gemiddelde per week van de onwillekeurige uitwisselingen over vijf minuten is, omgerekend naar MW, groter dan ± 20 MW (opgelegen) en kleiner dan 20 MW.

Op basis van het al-dan-niet halen van de criteria en de richting van de vorige prikkelwijziging leidt een beslisboom tot een prikkelwijziging van +2, +1, 0, -1 of -2 EUR/MWh. De prikkelcomponent dient echter tenminste 0 EUR/MWh te bedragen.

Uitgaande van de startwaarde 10 EUR/MWh, heeft tussen 1 januari en 18 maart 2001 de prikkelcomponent waarden aangenomen met als extremen 0 EUR/MWh (1 t.m. 7 januari) en 11 EUR/MWh (15 t.m. 28 januari).

Aan het einde van het kalenderjaar sommeert TenneT alle ontvangen prikkelcomponenten, en restitueert deze door opname in het systeemdiensttarief voor het volgende jaar.

De energiecomponent is gekoppeld aan de op- en afregelprijzen per PTE, zoals deze tot stand komen op de markt waar vraag en aanbod van regel- en reservevermogen in balans worden gebracht. Van alle biedingen van regel- en reservevermogen wordt een prijsladder gemaakt. Deze prijsladder heeft een opregelzijde en een afregelzijde. Al het

voor het handhaven van de systeembalans ingezette regel- en reservevermogen aan de opregelzijde krijgt de prijs van de hoogste bieding die (geheel of gedeeltelijk) is ingezet aan de opregelzijde van de prijsladder. Analooft betaalt het aan de afregelzijde ingezette vermogen de prijs van de laagste bieding die ingezet is aan de afregelzijde van de prijsladder. De energiecomponent wordt dus per PTE vastgesteld. Een track record is nog niet gevonden.

Merk op dat de SystemCode voor de energiecomponent nog de systematiek bevat die gold tot en met 31 december 2000:

- a1) Energie-afname, dag: kWh-prijs pieklust dag (46,10 EUR/MWh)
- a2) Idem, nacht: kWh-prijs basislast nacht (16,70 EUR/MWh)
- b1) Energie-levering, dag: kWh-prijs basislast dag (24,40 EUR/MWh)
- b2) Idem, nacht: niks (0,00 EUR/MWh)

Genoemde prijzen varieerden van dag tot dag; het bedrag tussen haakjes is ter indicatie het gemiddelde voor het jaar 1999.

De prikkelcomponent is dus een basisboete die de producent betaalt als er bij levering op een PTE een verschil is met het energieprogramma. De energiecomponent komt er op neer dat de producent duur betaalt voor wat niet geleverd is, en dat deze minder krijgt voor extra levering ten opzichte van het energieprogramma. Beide componenten zijn dynamisch omdat deze van de markt en het gedrag van de partijen afhangen.

Vraag bs04:

Op welke wijze gaat dat door wie gecontroleerd worden?

- 1) Elke aansluiting wordt bemeterd, en maakt een dagrapport met daarin de meetwaarden (netto geproduceerde elektriciteit) per:
 - (a) Vijf-minutenperioden indien de aansluiting 1 MW of groter is,
 - (b) Dertig-minutenperioden indien deze 0.1 tot 1.0 MW is.
- 2) Elke netbeheerder doet dit voor de aansluitingen aan zijn net.
- 3) Dienst Toezicht uitvoering Elektriciteitswet DTe controleert.

Vraag bs05a:

Wat is de invloed van de uitkomsten van het model (de AV) op de duurzame energiemarktprijs?

Zou verlagend kunnen zijn wegens het reduceren van de kosten van onbalans.

Vraag bs05b:

Wat zijn de eventueel vermeden kosten en boetes?

De vermeden kosten zijn de boetes tengevolge van de onbalans; zie verder het antwoord bij bs03b.

Vraag bs06:

Wat is de economische waarde van een aanbodvoorspeller?

Het stelt de beheerder in staat om:

- 1) Inkomsten te verhogen (verkoop van opgewekte elektriciteit, zo duur mogelijk).
- 2) Uitgaven te minimaliseren (boetes, programmawijzigingen, inkoop van elektriciteit zo goedkoop mogelijk).

Vraag bs07:

Wat is de invloed van het spanningsniveau waarop wordt ingevoed op de programma-verantwoordelijkheid en dus de uiteindelijke voordelen van een aanbodvoorspeller?

Nog niet beantwoord.

Vraag bs08:

Bevordert een aanbodvoorspeller de integratie van duurzame energie in de bestaande elektriciteitsvoorziening? Wat betekent een aanbodvoorspeller voor de integratie van duurzame energie-opwekkers?

Dat hangt er van af.

Het is gunstig, omdat men een instrument heeft om de economische nadelen van een variabel aanbod te beperken, en in principe de mogelijkheid heeft om ook voordeel te behalen. In een veel later stadium zou een aanbodvoorspeller ook een rol kunnen spelen in de technische besturing van elektriciteitssystemen.

Het is ongunstig, omdat de aanwezigheid van een instrument suggereert dat het variabel aanbod dusdanig nauwkeurig voorspelbaar is dat de economische nadelen van de marktsituatie (lees: onbalanssystematiek) voor duurzame opwekkers niet onderkend worden. Dit zou een "beschermde" status van duurzame opwekkers in de weg staan, met als ultiem gevolg een afname van het aandeel duurzaam.

Vraag bs09a:

Wat kan de invloed van de modelresultaten (dus van de aanbodvoorspeller) zijn op het duurzame energie-marktpotentieel?

Hangt er van af.

Het economisch potentieel van duurzame energie kan toenemen door het reduceren van een economische barrière.

Dit potentieel kan afnemen als door slechte prognoses de kosten toenemen.

Vraag bs09b:

Wat kan de invloed van de modelresultaten zijn op de handel in groencertificaten?

Een groencertificaat is een bewijs dat een hoeveelheid duurzaam opgewekte elektriciteit het net is opgegaan in een bepaalde periode.

De periode is meestal een jaar, dus geen invloed op de handel zelf. Hoogstens kan de prijs van een groencertificaat een beetje omlaag omdat de kosten van PV iets lager zullen zijn.

NB. Hieruit volgt de noodzaak voor methoden voor jaaropbrengstvoorspelling.

Vraag bs10:

Welke (andere) mogelijkheden zijn er om programmerisico's te beperken?

(0) Niets doen

Eigenlijk is dit geen alternatief omdat men afwacht wat er gebeurt terwijl men toch de dagelijkse energieprogramma's in moet dienen. De kosten door onbalans zullen naar verwachting hoog en de financiële opbrengsten naar verwachting laag zijn. Om de boetes te kunnen accepteren zal men reserve moeten opbouwen.

(1) Programmaverantwoordelijkheid overdragen

In dit geval heeft men naast het risico ook de voordelen overgedragen aan de andere partij. In het algemeen zal deze overdracht opbrengstvergoeding kosten.

NB: Op dit moment worden nieuwe “windstroomcontracten” vrijwel uitsluitend met overdracht afgesloten.

(2) Zich verzekeren

Met behulp van weerderivaten kan men zich verzekeren tegen een afwijkende opbrengst. Deze verzekering keert uit als bijvoorbeeld de in een gegeven periode opgewekte hoeveelheid elektriciteit minder is dan de verwachte hoeveelheid. De producent betaalt echter een premie voor deze vorm van risicobeheersing.

NB: Nog geen producten nu, wel producten op basis van graaddagen.

(3) Regelbare productiecapaciteit plaatsen

Naast de productie-eenheden uit duurzame bron plaats de programmaverantwoordelijke ook een regelbare productie-eenheid, bijvoorbeeld een snel startende. Deze wordt bijgezet als men verwacht het energieprogramma niet te halen.

B.4 Oorspronkelijke vragen vanuit Technological Services & Consultancy

Vraag ee01:

In hoeverre zijn de (in Denemarken en Duitsland) ontwikkelde aanbodvoorspellers in Nederland bruikbaar?

Uit literatuurstudie is niet gebleken dat er zonne-energie aanbodvoorspellers zijn ontwikkeld. Daarentegen zijn er meerdere windenergie-aanbodvoorspellers ontwikkeld. Deze worden onderscheiden in de methoden die zorgen voor:

- 1) De vertaling naar de lokale situatie, onderverdeeld naar land van herkomst, en
- 2) Het in rekening brengen van de windpark- en windturbinezogeffecten.

Voor de vertaling naar de lokale situatie zijn er Deense, Duitse en Amerikaanse methoden, die meer gedetailleerd zijn beschreven in de aparte bijlage.

Deense methoden:

- Prediktor is te koop, met of zonder WaSP, en is in gebruik in andere landen zodat gebruik in Nederland ook mogelijk moet zijn. De gebruiker is echter afhankelijk van atmosfeermodel-uitvoer van derden, en voor de MOS-routines van eigen metingen. Prediktor kopen is dus niet voldoende om te kunnen voorspellen. Minpunt, in het bijzonder voor gebruik in Nederland, is de statische en onvolledige behandeling van stabiliteit, en de ongeschiktheid voor het minimaliseren van de spreiding rond correct voorspelde gemiddelden.
- Het WPPT is te koop. De schatters zijn waarschijnlijk niet universeel want geoptimaliseerd voor specifieke parken en regio's. Alleen bruikbaar als men naast de modeluitvoer ook over on-line metingen beschikt. Goed in het voorspellen van gemiddelden, niet van spreidingen en hierdoor minder geschikt voor de Nederlandse situatie.
- Zephyr is op dit moment - medio maart 2001 - niet beschikbaar, zelfs geen prototype. Het is echter veelbelovend omdat het de goede punten van Prediktor en WPPT verenigt; de zwakke punten worden echter niet verbeterd.

Duitse methoden:

- De ISET methode is op dit moment - medio maart 2001 - niet te koop, wat het idee ondersteunt dat alleen het concept gedemonstreerd is voor een test case. Naar verwachting wordt later in het jaar het statistische model te koop aangeboden. In dat geval is het alleen bruikbaar als men over ge-archiverde en on-line metingen beschikt.
- De methode van Oldenburg/Magdeburg, die lange tijd het karakter van een research tool heeft gehad, is medio maart 2001 in de operationele fase aan het komen. Eerste wapenfeit is dat het een naam heeft gekregen: Previento. Naar verluidt wordt de invloed van stabiliteit in rekening gebracht, onbekend is of dit statisch of dynamisch is, en is een maat voor onzekerheid in de prognoses aanwezig. Beide zijn van belang voor gebruik in de Nederlandse situatie.

Amerikaanse methoden:

- eWind wordt als dienst aangeboden, waarbij het atmosfeermodel ForeWind door TrueWind zelf wordt gedraaid. Het toepassen voor Nederland zou dus inhouden het nemen van een licentie op eWind en het modelleren van het relevante domein. Hoewel mogelijk en misschien zelfs te prefereren boven de andere methoden, is het een complexere optie omdat het meer omvat dan het installeren van een programma. Verder moet nog aangetekend worden dat nagegaan moet worden of niet teveel fysica uit het model verwijderd is, om toepassing adequaat te maken.

Park- en zogmodellering is onderdeel van geen enkele beschikbare fysische methode; voor de statistische methoden (WPPT en ISET-methode) is het niet nodig. De gebruiker van een van de fysische methoden moet dus zelf een van de vele windparkprogramma's draaien om een locale prognose voor een windpark te maken.

Vraag ee02:

Welk gedeelte van een aanbodvoorspeller is generiek en welk gedeelte specifiek voor een locatie, windturbine of PV-systeem?

Deze vraag kan op twee manieren worden opgevat:

- 1) Welke deelsystemen van de aanbodvoorspeller zijn “general purpose” en leveren hun uitvoer niet uitsluitend ten behoeve van de aanbodvoorspelling?
- 2) Welk deel van de aanbodvoorspeller kan onveranderd blijven op het moment dat het wordt ingezet voor een nieuwe locatie en welke zaken moeten worden aangepast aan de specifieke locatie?

Uitgangspunt is de tweede manier.

Generiek is dat deel van de voorspeller dat onveranderd blijft op het moment dat het wordt ingezet voor een nieuwe locatie, specifiek is dat deel van het systeem dat moet worden aangepast aan de specifieke locatie. Voor de fysische modellen valt deze

verdeling uiteen in "de methode" en de locatie-specifieke parameters als terrein-ruwheden of turbine- en parkkarakteristieken voor windenergie, en array-oriëntaties en array- en inverterrendementen voor zonne-energie. Verwacht wordt dat het residu van de fysische modellen verkleind kan worden door toepassing van post-processing gebaseerd op statistische en/of neurale technieken. Door deze technieken toe te passen in een adaptieve variant wordt de portability van de AV verhoogd. Bij toepassing van de aanbodvoorspeller voor een nieuwe locatie is dan met een beperkte aanpassing van de fysische modellen direct een systeem te verkrijgen dat redelijke voorspellingen levert. Gedurende het gebruik van het systeem kan het zich verder aanpassen aan de specifieke situatie waardoor de kwaliteit van de voorspellingen steeds beter wordt. Voor deze statistische en/of neurale modellen is ook "de methode" generiek, maar worden de modelparameters geschat uit een historische dataset specifiek voor de locatie.

Onderscheid naar de twee duurzame bronnen: (a) wind en (b) zon.

ad a: Windenergie

1) De vertaling naar de locale verwachting, inclusief onzekerheid:

Generiek: De downscaling methode.

Specifiek: De parameters die de locale invloeden beschrijven (ruwheden en obstakels).

2) Het in rekening brengen van turbine- en parkspecificaties:

Generiek: FyndFarm/WakeFarm.

Specifiek: De parameters die de locale invloeden beschrijven. (resp. P(V)-curve en $cP(\lambda)$ -curve en layout, ruwheden en obstakels).

3) Correctie voor systematische afwijkingen:

Generiek: De gebruikte methode. Daar is nu nog weinig over bekend, alleen dat het een statistische of neurale methode zal zijn.

Specifiek: Het grootste deel van deze stap is generiek en hangt af van de beschikbare data aan historische voorspellingen en waarnemingen. Deze database moet worden opgebouwd en de data zal pas na verloop van tijd voor alle omstandigheden een goede beschrijving geven van de systematische afwijkingen.

4) Uitdrukken van de onzekerheid in de verwachting

Helemaal generiek, want niet (direct) afhankelijk van locale invloeden. Elk deelsysteem zal zijn eigen onzekerheid moeten aangeven. Het samennemen van alle achtereenvolgende onzekerheden tot een totale onzekerheid is daarna standaard.

ad b: Zonne-energie

1) De vertaling naar de lokale verwachting, inclusief onzekerheid

Geheel generiek: Zuivere interpolatie van roosterpuntverwachtingen directe instraling uit MetCast.

2) Bepaling van de diffuse instraling

Geheel generiek: Model van Orgill en Hollands.

3) Vertaling naar array-oppervlak

Generiek: Perez-model.

Specifiek: Opstelling array (tilt, azimut).

4) Vertaling naar elektriciteits-output

Generiek: Basismodel voor array- en inverterrendement.

Specifiek: Beschrijvende rendementparameters voor specifieke array en inverter.

5) Correctie voor systematische afwijkingen

Idem als bij wind.

6) Uitdrukken van de onzekerheid in de verwachting

Idem als bij wind.

Vraag ee03:

Hoe kan het specifieke gedeelte van de aanbodvoorspeller worden ontworpen?

ad a: Windenergie

Zie het antwoord bij vraag ee02 voor een overzicht van onderdelen van het specifieke gedeelte.

ad 1: Downscaling methode operationeel maken (samen met KNMI).

ad 2: Windturbinekarakteristieken bepalen, door meten (voorkeur) of rekenen (Phatas);
Parkkarakteristieken bepalen, door meten (voorkeur) of rekenen (FF/WF);
FyndFarm/WakeFarm operationeel maken.

ad 3: Uitvoerstatistiek operationeel maken.

ad 4: Methode ontwerpen.

ad b: Zonne-energie

ad 1: Interpolatiemethode bedenken en operationaliseren.

ad 2: Model van Orgill en Hollands operationeel maken.

ad 3: Model van Perez operationeel maken.

ad 4: Model voor inverterrendement operationeel maken.

ad 5: Uitvoerstatistiek operationeel maken.

ad 6: Methode ontwerpen.

Vraag ee04i:

Zijn neurale netwerken toe te passen als aanbodvoorspeller?

De wind-ervaring uit het buitenland is ambivalent:

- We hebben het geprobeerd maar het werkte niet (Risø en IMM, Denemarken),
- Het is de kern van onze methode (ISET, Duitsland).

Of neurale netwerken toepasbaar zijn is dus onduidelijk, eigenlijk kan alleen eigen onderzoek hier licht in brengen. Kanttekening: De voorkeur bestaat voor een hybride methode, waarin een statistische module systematische afwijkingen corrigeert. De taak voor deze module is niet alleen de gemiddelden maar ook de spreidingen goed te voorspellen, op een kortere tijdbasis dan de achterliggende modeluitvoer. Dit zou wel eens een mooi klusje voor een neurale netwerk kunnen zijn.

Een andere reden om neurale netwerken in te zetten is het verkrijgen van adaptiviteit. Een eenmaal operationele voorspeller werkt in een veranderende omgeving. De karakteristiek van de windturbine dan wel het PV-systeem zal langzaam evolueren door veroudering, de fysieke omgeving van een energie opwekker kan veranderen (bijvoorbeeld een groeiend bos naast een windturbine, of extra schaduw in de namiddag op een PV-systeem door een nieuw geplaatst gebouw). Bovendien zijn de meteorologische modellen waarvan de AV haar belangrijkste invoer betreft niet stationair. Meteorologische diensten voeren continue aanpassingen van hun modellen uit om resolutie en nauwkeurigheid te verbeteren. De juiste vorm van adaptiviteit verschaft het systeem het vermogen dergelijke veranderingen volgen, zodat hermodellering na elke omgevingsverandering achterwege kan blijven.

Vraag ee05:

Hoe kan met behulp van meetgegevens uit het verleden de aanbodvoorspeller worden aangepast aan een specifieke locatie, bijvoorbeeld met neurale netwerken?

Het gebruik van in het verleden gemeten gegevens maakt deel uit van de methode; op deze manier worden systematische afwijkingen gecorrigeerd (hybride methode). In de gegevensbank zitten historische waarnemingen θ_w en historische voorspellingen θ_v . Als de actuele voorspelling θ_v^* is, dan is de verwachte waarneming: $\hat{\theta}_w = f(\theta_v^*; \theta_v, \theta_w)$. Alle θ 's zijn stochastische vectoren, zodat bijvoorbeeld verwachte gemiddelden en verwachte spreidingen volgen; de elementen van een vector zijn tijdreeksen met bijvoorbeeld windsnelheid en windrichting maar ook productie. Zie verder notitie uit voorjaar 2000.

Elke schattingsmethode is in principe bruikbaar om $f(\cdot)$ vast te stellen en $\hat{\theta}_w$ te berekenen, dus ook neurale netwerken.

Vraag ee06:

Met welke methode kan de prestatie van een operationele aanbodvoorspeller worden verbeterd door voorspellingen en metingen te vergelijken?

Door de voorspellingen (lees: modeluitvoer) te correleren aan een gegevensbank met historische waarnemingen en voorspellingen; zie verder het antwoord bij vraag ee05.

Vraag ee07:

Welke meteorologische gegevens zijn nodig en beschikbaar als invoer voor de aanbodvoorspeller, waar, in welke vorm en tegen welke prijs?

Vraag ee07a: *Welke gegevens zijn nodig?*

1) Wind:

Beschikbaar:

Verwachtingen windsnelheid en -richting (equivalent: twee orthogonale windsnelheidscomponenten), luchtdruk, temperatuur, relatieve vochtigheid; uurlijks; roosterpuntwaarden.

Nodig:

Genoemde gegevens op kwartierbasis, nog beter: vijf-minutenbasis.

2) Zon-pv:

Beschikbaar:

Verwachtingen globale instraling; uurlijks; verschillende Nederlandse locaties dan wel roosterpunt waarden;

Verwachtingen temperatuur: zie bij wind.

Nodig:

Verwachtingen globale instraling en de diffuse component daarvan, plus temperatuur.

3) Zon-thermisch:

Beschikbaar:

Verwachtingen windsnelheid en temperatuur: zie bij wind.

Verwachtingen instraling: zie bij zon-pv.

Nodig:

Verwachtingen globale instraling en de diffuse component daarvan, plus windsnelheid en temperatuur.

Vraag ee07b: *Waar verkrijgbaar?*

Elk meteorologisch instituut dat modeluitvoer produceert, voor Nederland is dit KNMI. En verder elk meteo bureau dat (regionale) prognoses maakt, voor Nederland bijvoorbeeld Meteo Consult.

Vraag ee07c: *In welke vorm verkrijgbaar?*

Velden (een grootheid voor een gebied voor een gegeven tijdstip) of tijdreeksen (een grootheid op een locatie voor verschillende tijdstippen).

Vraag ee07d: *Wat zijn de kosten?*

Voor modeluitvoer de licentie- en behandelingskosten volgens de productcatalogus van KNMI. Voor velden zijn de kosten hoog, voor tijdreeksen voor een enkele locatie ook.

Vraag ee08:

Welke infrastructuur voor communicatie is geschikt?

Nog niet beantwoord.

Vraag ee09:

In welke vorm zijn opbrengstgegevens van windturbines en PV-systemen beschikbaar?

Windenergie:

Er zijn windturbines en -parken in Nederland die goed geïnstrumenteerd zijn en veel gegevens meten, vastleggen en bewaren; maar ook die niets meten laat staan bewaren.

Productie-eenheden:

Eendragt:

- Windpark Anna Paulowna: dagproductie (geaccumuleerd)
- Windturbine Den Helder Zuid: ?

WEOM:

- Windturbine Medemblik: vijf-minutenproductie
- Windpark Hartel II: idem
- Windpark Westerse Polder: idem
- en andere

ECN:

- NedWind30: Onbekend

Vorm: Meestal binaire bestanden die door in te bellen regelmatig moeten worden opgehaald (cumulatief of incrementeel). Soms conversie-programmatuur aanwezig om ascii te maken, soms alleen xls-bestanden.

Windmasten:

Eendragt:

- WP AP: Elke molen meet eigen windsnelheid, beschikbaar als daggemiddelde.

WEOM:

- Per park een hoge meetmast met anemometers op tenminste één hoogte. Waarden per vijf minuten, waarschijnlijk maar niet zeker zijn dit gemiddelden.

ECN:

- Een meetmast is in bedrijf sinds december 2000.

Vraag ee10:

Wat is de gewenste voorspelhorizon (6 uur, 24 uur, 48 uur)?

Voor programmaverantwoordelijkheid:

Het volgende etmaal, vanaf 12:00; dus 12 tot 36 uur vooruit. (Merk op dat het energieprogramma op het middaguur ingediend moet zijn. Met het oog op bewerking dient de bovengrens dus wat hoger te liggen, bijvoorbeeld op 40 uur.) Indien optimaal gebruik van gratis programmawijzigingen: 1 tot 6 uur vooruit.

Voor handel op:

- de Day-Ahead Market:
Het volgende etmaal, vanaf 12:00; dus 12 tot 36 uur vooruit.
- de Adjustment Market:
Vanaf het volgende uur tot begin van het volgende etmaal; dus 1 tot 23 uur vooruit.

Vraag ee11:

Is een voorspelling van uurgemiddelden nauwkeurig genoeg?

Nee, voor Nederland niet. Het gaat in de onbalanssystematiek om het verschil tussen de verwachte en de werkelijk geproduceerd elektriciteit per programmatijdseenheid van

vijftien minuten sinds 1 januari 2001. De tijdbasis dient dus een kwartier of korter te zijn. Het verschil - de onbalans - dient nul te zijn zodat het gemiddelde niet relevant is.

B.5 Toegevoegde vragen vanuit Technological Services & Consultancy

Vraag ee12:

Op dit moment is er een tendens naar autonome gedistribueerde opwekking met minder overcapaciteit in het net. Om deze configuraties te kunnen besturen zullen systemen meer dan nu het geval is meetdata moeten verzamelen. Hoe kan een link van deze tendens naar de aanbodvoorspeller worden gelegd?

De aanbodvoorspeller zal gebaseerd zijn op een hybride methode, waarbij de waarnemingen gebruikt worden om de verwachtingen te verbeteren. De waargenomen grootheden zijn in elk geval de geproduceerde hoeveelheid elektriciteit, maar zullen ook omgevingstoestanden bevatten zoals bijvoorbeeld windsnelheid en -richting of temperatuur. Productie-eenheden moeten overigens bemeterd zijn om de netbeheerder in staat te stellen onbalans te bepalen.

Het niet-aanwezig zijn van een meetmast en/of productiemeter is de belangrijkste reden dat veel windturbines en windparken als testcase buiten de boot vallen.

Vraag ee13:

Wat zorgt er voor, dat succesvolle methoden voor voorspelling het laboratoriumstadium toch niet ontstijgen? Is de vertaalslag van een prototype naar een product te groot?

Redenen kunnen zijn:

- Niet afgestemd op de marktsituatie.
- Idem, behoefte van de gebruiker.
- De praktijksituatie vereist autonoom bedrijf van het programma.
- Programma maakt belofte niet waar.

Vraag ee14:

Hoe worden de inspanningen van de verschillende partners omgezet in een systeem, dat op het web als prototype zal gaan fungeren?

Nog niet beantwoord.

Vraag ee15:

Kan er een product gemaakt worden, dat voor alle soorten toepassingen (wind lokaal, wind regionaal, zon-PV en zon-thermisch geschikt is?

De eisen aan de voorspelling (qua resolutie, betrouwbaarheid, localisatieniveau) liggen toch wel erg ver uit elkaar. Denk bijvoorbeeld aan het opzetten van een basisset aan componenten, met daarop een aantal schillen, die de vertaling naar de specifieke voorspellingssituatie kunnen verzorgen.

De systeemschets laat zien dat er twee hoofdcomponenten zijn. De eerste hoofdcomponent neemt uitvoer in van meerdere atmosfeermodellen. De tweede hoofdcomponent bestaat uit verschillende sub-componenten, die elk een specifieke taak hebben zoals bijvoorbeeld het voorspellen van windenergieproductie of zonne-energieproductie. Elk sub-model neemt als invoer uit de hoofdcomponent alleen die grootheden die relevant zijn, alsmede waargenomen producties en omgevingstoestanden.

Voor de nauwkeurigheid van de methode is het van belang uitvoer van meerdere atmosfeermodellen te gebruiken omdat op dit moment geen model bestaat dat de gewenste fijne horizontale resolutie combineert met de gewenste tijdhorizon. Een betrekkelijk grofmazig model kan dan gebruikt worden voor het opstellen van prognoses tot 48 uur vooruit, terwijl een fijnschaliger model gebruikt wordt voor het elke 3 uur aanpassen van de prognose. Het initiële energieplan voor een etmaal wordt dan ingediend op basis van de prognose uit het grofschalige model, waarna maximaal negen wijzigingen worden ingediend op basis van de opeenvolgende prognoses van het fijnschaliger model.

Vraag ee16:

In de markt zijn in de windsector duidelijke verschillen tussen bedrijvers van individuele molens of molenparken en tussen regionale verenigingen, die zich als een marktpartij opstellen. Hoe kun je deze met één product bedienen?

De AV wordt gemaakt voor hetzij een solitaire windturbine hetzij een aantal geclusterde windturbines die de elektriciteit aan een aansluiting leveren. De gebruiker modelleert alle productie-eenheden aan de aansluitingen in zijn verzorgingsgebied.

Elke gebruiker neemt een licentie op de hoofdcomponent en de sub-component die men nodig heeft. De bedrijver van het product zou een licentie als Service Provider voor de modeldata moeten hebben om productieprognoses als dienst aan derden te kunnen aanbieden. Als alternatief heeft de bedrijver een licentie als End User; deze mag dan alleen voor eigen gebruik prognoses opstellen.

Vraag ee17:

Kan er, gezien de huidige signalen uit de voorspellingsmarkt, al iets over de kosten voor een gebruiker gezegd worden?

Alleen iets over de kosten van de modeluitvoer die als invoer nodig zijn.

De basis voor de prijsstelling is het aantal grootheden waar men een "abonnement" op neemt, een eventuele volumekorting, de status van de gebruiker, en het aantal leveringen dat men per dag wil ontvangen. De prijsstelling is zo complex dat alleen enkele voorbeelden inzicht in de kosten kunnen geven. {Komen nog}

Wel is inmiddels duidelijk dat als daadwerkelijk een dienst (lees: toegevoegde waarde) wordt geleverd, er slechts twee licentievormen van toepassing zijn: End User of Service Provider. Een beheerder die voorspellingen krijgt van een partij die het als dienst aanbiedt zal de hoge kosten voor de SP-licentie doorberekend krijgen. Als alternatief koopt de beheerder zelf de gegevens in en betaalt dan de veel lagere kosten voor de EU-licentie.

Onderzoeksvraag dient nu te zijn of er een optimale hoeveelheid in te kopen modeluitvoer bestaat, dat is een hoeveelheid waarin een balans is gevonden tussen de nauwkeurigheid en de kosten. Toelichting aan de hand van twee voorbeelden:

- 1) De voor windenergieprognoses minimaal in te kopen hoeveelheid data zijn twee windsnelheidscomponenten op een modelniveau in het roosterpunt dat het dichtst bij de locatie ligt: dus twee gegevens per tijdseenheid. In dit geval heeft de output statistics de zware taak om alle afwijkingen te compenseren zodat de verwachte nauwkeurigheid van de locale prognose laag is tenzij de leerperiode lang is.
- 2) Een realistische hoeveelheid data voor een windenergieprognose bestaat uit twee snelheidscomponenten, luchtdruk, temperatuur en vochtigheid (dus vijf grootheden) in de negen cellen inclusief die met de locatie (dus zestien roosterpunten) en voor modelniveaus tussen het oppervlak en de hoogte waar een ongestoorde wind te vinden is (vijf niveaus, plus oppervlakte). Dit komt neer op vijfhonderd gegevens per tijdseenheid. In dit geval kan via fysische methoden een vertaling naar de locale situatie (ashoogte op de site) gemaakt worden, en is de verwachte nauwkeurigheid van de locale prognose hoog.

B.6 Vragen vanuit Windenergie

Vraag we01:

Om welke configuraties gaat het: solitaire of geclusterde windturbines?

Dit doet er niet toe omdat het bij programmaverantwoordelijkheid gaat om de grootte van de aansluiting op het elektriciteitsnet. Wat wel van belang is wat onder een aansluiting wordt verstaan; is dit elke turbine in een park of het gehele park?

Dus herformulering van deze vraag.

Vraag we01i: *Wat wordt onder "aansluiting" verstaan?*

Volgens de Elektriciteitswet 1998 is een aansluiting de verbinding van een elektriciteitsnet met:

- Een ander net, of
- Een onroerende zaak.

Uit een van de voorbeelden blijkt dat een transformator als een onroerende zaak wordt gezien.

Vraag we01ii: *Telt een geheel windpark of telt elke windturbine apart als aansluiting?*

Verleidelijk antwoord: Als de turbines in een park aan hetzelfde onderstation zijn aangesloten, is dit onderstation met het net verbonden. In dat geval telt het gehele park als een aansluiting. Zo niet, dus als elke turbine apart aan het net zit, telt elke turbine apart.

Vraag we02:

Waar: land of zee, of beide?

Het gaat om de aansluiting aan het net, waar de elektriciteit opgewekt wordt doet er niet toe.

Vraag we03:

Wat zijn de relevante grootheden, parameters en kengetallen?

Het enige relevante is de hoeveelheid elektriciteit die gedurende een etmaal het net op gaat, gemeterd op basis van vijf-minutenintervallen, en de onbalans die vastgesteld wordt per eenheden van een kwartier. Deze onbalans is, samen met de eraan gekoppelde tarieven, het kernbegrip.

Vraag we04:

Fysische of statistische methode?

Hybride, omdat een gecombineerde methode de mogelijkheid biedt om systematische afwijkingen te corrigeren en niet-gemodelleerde processen in rekening te brengen.

In de literatuur is overigens een drie-deling te vinden:

- 1) Tot 1 uur vooruit, persistentie-methode (want onverslaanbaar).
- 2) Tot 6 uur vooruit, voornamelijk statistische methode.
- 3) Tot 48 uur, voornamelijk fysische methode.

Vraag we05:

Wat is de waarde van de methode; wat heeft men er voor over (\$)?

De waarde wordt bepaald door de vermeden uitgaven en de extra inkomsten; zie het antwoord op vraag bs05. Voorbeelden kunnen nog niet worden gegeven omdat er nog niet voldoende productiewaarnemingen zijn, en nog helemaal geen productieverwachtingen. Verder heeft de track record van de onbalansprijzen medio maart 2001 een lengte van slechts tien weken.

De kosten van het gebruik van een methode (licenties plus bedrijf) plus de resterende kosten aan onbalans moeten lager zijn dan de kosten door onbalans zonder gebruik van de methode.

Vraag we06:

Welke soort voorspelling (verwachtingswaarde, betrouwbaarheidsinterval, minimum, maximum)?

Men wenst dat de onzekerheid in de voorspelling wordt uitgedrukt; bijvoorbeeld als de kans op een gegeven (etmaal/uur/kwartier/minuut)productie, of het gegeven productie-interval voor een gegeven betrouwbaarheid. Het ontbreken van onzekerheden wordt als een van de manco's van de huidige generatie methoden genoemd.

De tijdbasis moet vijf minuten zijn, omdat dit voorkomt in de dagrapporten voor aansluitingen groter dan 1 MW.

Het gaat dus om de elektriciteit geproduceerd (accumulatie) in een periode van vijf minuten. (Dit in tegenstelling tot de piekwaarde in een tijdsperiode die van belang is voor het transportprogramma.)

Vraag we07:

Welke fijnschalige atmosferische modellen zijn beschikbaar?

Waar ligt de grens tussen fijn- en grofschalige modellen? Voorlopig bij een resolutie van een halve graad. Voor een overzicht: zie het antwoord op vraag a10. Andere modellen zijn de mesoschaal-versies van HIRLAM, KAMM en MM5.

Vraag we08:

Wat is het beste meteorologische model, wat is het doorslaggevende criterium?

Voor windenergie:

Roosterpuntwaarden van windsnelheid, windrichting, luchtdruk, temperatuur en relatieve vochtigheid betrouwbaar tot 42 uur vooruit, in de zin dat waarden op ashoogte

op locatie kunnen worden afgeleid. Het relevante interval met windsnelheden ligt tussen V_{ci} en V_{rated} primair, en V_{rated} en V_{co} secundair.

Een "goed" model geeft windsnelheidsprognoses met een nauwkeurigheid (niet te verwarren met gevoeligheid) van 0.1 m/s. Kanttekening: Een roosterpuntverwachting is niet hetzelfde als een lokale verwachting; in het algemeen is hiervoor Model Output Statistics nodig hetgeen waarnemingen vereist. Met de huidige generatie atmosfeermodellen wordt windkracht [Bft] nauwkeurig voorspeld, de onnauwkeurigheid bedraagt dus circa 2 m/s.

Voor Nederland houden fjnscalige HIRLAM-versies (ten opzichte van het 55 km model) de beste kaarten; welke in combinatie met een downscaling methode optimaal is wordt in het voorgestelde ECN/KNMI-project onderzocht.

Voor zonne-energie:

Roosterpuntwaarden voor de globale instraling op het oppervlak en de temperatuur op array-hoogte. De HIRLAM-familie geeft beide grootheden. De instraling op het oppervlak hangt echter ook af van reflectie en absorptie in de atmosfeer door bewolking, hetgeen niet in HIRLAM gemodelleerd is. Het MetCast-model, dat gebruik maakt van satellietbeelden, brengt deze invloed wel in rekening en geeft daarmee een in principe meer betrouwbare verwachting van de globale instraling.

Vraag we09:

Wat is de gewenste resolutie, met name het tijdsinterval?

Zie voor het tijdsinterval het tweede deel van het antwoord bij w06: dit bedraagt minimaal kwartier, optimaal vijf minuten.

Het interval in de dagrapporten is vijf minuten, de modeltijdstep zou dus ten hoogste 150 seconden moeten zijn. De huidige modeltijdstep is 6 (10?) minuten, alleen uurlijkse resultaten worden bewaard. Opvangen van huidige modeltijdstappen vereist extra inspanning. (Merk op dat het nog maar de vraag is of atmosferische processen met een tijdschaal van vijf minuten gemodelleerd zijn, en of de data accumulatie afdoende is.) Alternatief is het interpoleren op de uurlijkse waarden, de klus voor de statistische methode.

Horizontale resolutie moet zo klein mogelijk zijn dat de lokale weerseffecten, voor zover van belang voor windenergie in Nederland, gemodelleerd zijn. De algemene indruk is dat het 55 km model te grof is, en dat het 22 en met name het 11 km model betere kaarten hebben (ECN/KNMI-project). Bedenk echter dat laatstgenoemde minder ver in de tijd vooruit rekenen.

B.7 Vragen vanuit Zonne-energie

Vraag ze01:

Voor welke configuraties en schaalgroottes dient een voorspelmethodiek te worden ontwikkeld?

Nog niet beantwoord.

Vraag ze02:

Is het nodig/wenselijk PV-energiecentrales te onderscheiden van de PV-systemen die als negatieve verbruikers (PV-systemen op eengezinswoningen) worden beschouwd? Zo ja, waar ligt de grens? Is het dan nodig/gewenst om niet alleen de PV-energiecentrales maar ook de negatieve gebruikers te voorspellen?

Nog niet beantwoord.

Vraag ze03:

Welke voorspellingsgegevens over instraling zijn beschikbaar (uurdata, totale horizontale instraling of opgesplitst naar de directe en de diffuse component)?

Zowel Meteo Consult als het KNMI voorspellen de totale instraling in het horizontale vlak (de zogenaamde globale instraling) maar niet de benodigde diffuse component. De voorspellingen zijn niet ge-archiveerd voor validatie.

Meteo Consult maakt elke ochtend om 6:00 uur de verwachting van de uurlijkse globale instraling voor in de periode van 7:00 uur tot en met 24:00 uur voor een aantal plaatsen, waaronder Den Helder en IJmuiden.

Het MetCast-model van KNMI geeft acht keer per dag de verwachte globale uurlijkse instraling tot twaalf uur vooruit in roosterpunten met onderlinge afstand van 0.25 graad (circa 27.5 km).

NB: De benodigde diffuse component kan met semi-empirische formules afgeleid worden uit de globale instraling.

Vraag ze04:

Wat is de betrouwbaarheid en wat zijn de kosten van deze instralingsvoorspellingen?

Voorlopige gegevens over de betrouwbaarheid zijn beschikbaar.

Meteo Consult registreert de eigen instralingsvoorspellingen voor Den Helder en IJmuiden voor een periode van een jaar en stelt deze maandelijks beschikbaar aan ECN.

Deze voorspellingen worden afzonderlijk (dus zonder interpolatie) vergeleken met de gemeten instraling in Petten (dak van Gebouw 40). Daarnaast wordt voor elke dag een voorspelling opgesteld op basis van persistentie ("vandaag zal de instralingsverdeling dezelfde zijn als gisteren").

Over de periode van de drie afgelopen herfstmaanden blijkt dat de instralingsvoorspelling op basis van persistentie niet verslagen wordt door de instralingsvoorspellingen van Meteo Consult. Hoewel niet gemeten en dus niet getoetst, zal dit ook gelden voor de voorspelling van energieproductie omdat het persistentiemodel direct de productie voorspelt, zonder additionele onzekerheden.

Kosten van Meteo Consult zijn bekend, van KNMI nog niet.

Vraag ze05:

Welke aannames voor systeemrendementen kunnen het beste gedaan worden en wat zijn de daaraan verbonden onzekerheden?

Nog niet beantwoord.

Het belang van deze vraag dient afgewogen te worden met de betrouwbaarheid van de voorspelde instraling. Vooralsnog lijkt de onzekerheid in het gebruikte systeemrendement van ondergeschikt belang.

BIJLAGE C

AANPAK PROTOTYPE WINDAANBODVOORSPELLER

Stand medio januari 2001, afgetekend tegen de stappen in de projectbeschrijving van maart 2001.

Stap 1 en 2:

Gegevens vanuit het HIRLAM voor vorige jaren en nieuwe gegevens uit een lopend abonnement worden in een database geplaatst.

Een aantal gesprekken met het KNMI is gevoerd, nog zonder concreet resultaat afgezien van het feit dat concept-offertes besproken worden. Wat betreft het abonnement is het knelpunt de dure tariefstelling; naar openingen wordt op dit moment gezocht. De prioriteit hiervan is hoog. Historische gegevens van het operationele 55 km HIRLAM worden hoegenaamd niet ge-archiveerd; de wel bewaarde modeluitvoer ligt te ver van de testcases, zelfs van WP AP, en zou tot ongewenste extrapolatie leiden. Her-analyse is niet aan de orde gezien de aard van dit werk (grote inspanning). Voor het aftappen van gegevens bestaat voorkeur voor het xHIRLAM, al dan niet in combinatie met het "gewone" HIRLAM en het MetCast-model. Het operationeel maken van een adequate downscaling methode heeft grote prioriteit, het vaststellen welke methode de beste/optimale een lagere.

Stap 3:

De test cases worden gekozen, bij voorkeur meteorologisch en energie producerend.

Energie producerende test cases:

Een aantal windparkbeheerders is benaderd voor het beschikbaar stellen van productie- en windgegevens. Hiervan hebben slechts drie gereageerd (Eendragt, WEOM en NUON); van een was al bekend dat gemeterde gegevens niet worden bewaard (Kennemerwind).

Evaluatie:

- Eendragt: Ongeschikt want daggegevens; ophalen gaat echter nog door.
- NUON: Geeft geen gegevens, om strategische redenen.
- WEOM: Positief, in elk geval drie parken (Medemblik, Hartel II, en Westerse Polder) waarvan eerste twee historische eind december 2000 besteld en vanaf januari 2001 beschikbaar. Knelpunt is dat de gegevens onhandig zijn opgeslagen (veel handelingen nodig).

Ook onderzocht is of de NW30 op het ECN-terrein bruikbare gegevens kan leveren. Het antwoord is dat dit onbekend is.

Een nieuwe ontwikkeling is dat contact gelegd is met:

- De Vereniging van Windturbine-exploitanten in Noord-Holland VWNH, een koepel boven zo'n veertig particuliere windturbines,
- De beheerder van een windpark in de Noordzee.
- De fabrikant van twee windturbines geplaatst op de Orkney's.

Meteorologische test cases:

Inzet was aanvankelijk gericht op De Kooy, omdat dit een landstation in een maritiem klimaat is en het redelijk dicht bij het WP Anna Paulowna ligt, ondanks het nadeel van een lage mast. Deze test case is echter vervallen na het vervallen van het WP AP.

Na de heroriëntatie zijn de windmasten bij de parken onder WEOM-beheer in het zicht gekomen; ondank het nadeel dat deze gestoord zijn door de naburige windturbines. Gegevens komen los vanaf medio januari 2001, eerst de historische.

Met het in bedrijf komen van de Wicolo sinds december 2000 wordt ook deze ECN-meetmast als test case beschouwd.

NB. Het extra onderscheid tussen historische en actuele test cases is vervallen omdat her-analyse te veel inspanning vergt en historische modeluitvoer hoegenaamd niet beschikbaar is. Historische waarnemingen worden echter wel gebruikt ten behoeve van de correlaties in de database.

Stap 4:

Historische meteogegevens worden in een gegevensbank geplaatst

Hier is net een aanvang mee genomen (windmasten bij de WEOM-parken). Genoemde technische specificaties zijn achterhaald.

Stap 5:

Er wordt een abonnement genomen op relevante meteogegevens.

Ligt geboeid, in samenhang met stappen 1 en 2.

Voordeel van deze wachtperiode is evenwel dat een heroriëntatie mogelijk is op de stations waar gegevens van gewenst zijn.

Stap 6:

Ontwikkelen van de methode die voorspellingen voor een cel rondom de testlocaties vertaalt naar verwachtingen voor de testlocaties.

In de voorbereiding bleek dat bij de verwachting een uitspraak over de nauwkeurigheid/onzekerheid nodig is. Dit wordt opgenomen in de "box". De werkzaamheden worden aangehouden tot laat in het jaar 2001 omdat het op dit moment nog geen hoge prioriteit heeft.

Stap 7:

De methode wordt gebruikt voor voorspellingen op test locaties.

Niet mee begonnen, want er is nog geen complete methode.

Stap 8:

De betrouwbaarheid van de voorspellingen wordt geëvalueerd.

Niet mee begonnen, want er zijn nog geen verwachtingen. Er valt echter wel iets te zeggen over de gewenste nauwkeurigheid. (Circa 0.1 m/s komt neer op 1% in de windsnelheid opdat de nauwkeurigheid in het vermogen tot V_{rated} circa 3% is.)

BIJLAGE D

BUITENLANDSE METHODEN VOOR KORTE-TERMIJN WINDENERGIEPROGNOSES

D.1 Inleiding

In het buitenland, met name Denemarken en Duitsland, zijn methoden ontwikkeld waarmee prognoses voor windenergieproductie gemaakt kunnen worden. De meeste komen neer op het afleiden van verwachtingen van windenergieproductie uit prognoses van windsnelheid en -richting zoals die gemaakt zijn door meteorologische instituten. De windprognoses zelf zijn zonder uitzondering afkomstig van atmosfermodellen. Historische en actuele productiewaarnemingen kunnen gebruikt worden om de verwachtingen te verbeteren.

In het algemeen bestaat zo'n methode uit vier sub-methoden. Deze zorgen voor het vertalen van een roosterpuntwindverwachting naar een lokale windverwachting, het in rekening brengen van turbine- en parkkarakteristieken, en het corrigeren van systematische fouten.

Sommige van de ontwikkelde systemen zijn gedemonstreerd op test cases, andere zijn volledig operationeel. De methoden die gedemonstreerd of operationeel zijn (geweest) vormen de eerste generatie. Dit zijn Prediktor en WPPT uit Denemarken, de methoden van ISET en van Oldenburg/Magdeburg uit Duitsland, en eWind uit de Verenigde Staten. Grootste ontwikkeling vindt op dit moment plaats in Denemarken waar men werkt aan een tweede-generatie systeem: Zephyr.

D.2 Overzicht methoden

D.2.1 Eerste generatie

D.2.1a Prediktor

Risø National Laboratory heeft het voorspellingsstelsel Prediktor operationeel sinds 1 januari 1997. Het stelsel wordt gebruikt door Elkraft (DK), en vanaf de zomer van het jaar 2000 ook door EPRI (US), ESB (IR) en Ciemat (SP). De typische toepassing is lokaal, dus voor een solitaire windturbine of een enkel windpark.

De Prediktor-methode gebruikt gegevens van een atmosfermodel (voor Denemarken het High-Resolution Limited Area Model HIRLAM afkomstig van het DMI) als invoer en geeft lokale energieproductie als uitvoer. Sub-systemen zijn een WaSP en twee MOS-modulen om lokale invloeden in rekening te brengen en systematische fouten te corrigeren. Daarnaast brengt de PARK-module windparkeffecten in rekening. De

methode gebruikt voor het grootste deel fysische en voor het overige deel statistische modellering. Typische spreiding in een etmaalprognose is 10% rond de gemiddelde elektriciteitsproductie, waarbij het gemiddelde juist is. Tenminste 80% van de fouten is te wijten aan het atmosfeermodel.

Prediktor vereist een Unix of Linux-computer die met het internet is verbonden. Het kan met of zonder WaSP worden aangeschaft. Indien men WaSP al heeft kost de licentie EUR 13.600. Voor dit bedrag ontvangt men zonnodig hulp bij het installeren.

D.2.1b WPPT

Institute for Mathematical Modelling van de Danish Technological University DTU heeft het voorspellingssysteem Wind Power Prediction Tool WPPT operationeel sinds 1995. Dit systeem bestaat uit een numeriek en een presentatie deel. Het wordt on-line gebruikt door Elsam (DK), Eltra (DK) en Seas (DK); een off-line versie is aan SEP (NL) verkocht. Naast gegevens van een atmosfeermodel (windsnelheid en -richting, of drukgradiënt; voor Denemarken afkomstig van een DMI HIRLAM) heeft deze methode gemeten productie als invoer nodig. Uitvoer is lokale of regionale elektriciteitsproductie, dus voor een enkel of meerdere windparken. De sub-systemen zijn volledig statistisch. In de loop van de tijd is een aantal versies uitgebracht, elk met een betere prestatie dan de voorgaande. De verbetering bestond elke keer uit een aanpassing van de schatters.

Het WPPT is te koop voor installatie op een Linux PC. Afhankelijk van een lokale of een regionale toepassing kost de licentie EUR 17.000 respectievelijk EUR 25.000. Behalve het systeem krijgt men een training van een dag, beperkte hulp bij de installatie, en een half jaar hot-line ondersteuning. Men krijgt geen updates. Voor turn-key installaties kan Tech-wise (voorheen Elsamproject) zorgen.

D.2.1c ISET-methode

Institut für Solare Energieversorgungstechnik ISET heeft een systeem operationeel dat de totale productie van alle in Duitsland aanwezige windenergieproductie-eenheden schat uit on-line metingen van enkele geselecteerde eenheden. Men heeft dit systeem uitgebreid tot een voorspellingssysteem, wat door Preussen Elektra is gedemonstreerd. Dit voorspellingssysteem correleert meteorologische voorspellingen van DWD tot voorspellingen van elektriciteitsproductie voor de geselecteerde eenheden. Het originele systeem leidt hieruit de productie voor alle eenheden af. De gehele verwachtingsmethode is statistisch. Het systeem is in verdere ontwikkeling voor E.ON Energy. Volgens plan wordt het model vanaf oktober 2001 aan geïnteresseerden te koop aangeboden.

D.2.1d Previento

Universität Oldenburg en Fachhochschule Magdeburg hebben de methode Previento gemaakt. Deze gebruikt invoergegevens vanuit het Deutschlandmodell van DWD. (Sinds eind 1999 komen deze gegevens uit het Lokalmmodell.) De uitvoer is lokale elektriciteitsproductie. Er zijn drie sub-systemen die achtereenvolgens horizontale verfijning, turbine- en parkinvloeden, en systematische correcties in rekening brengen. Het grootste deel van de modellering is fysisch, een klein deel statistisch. De methode is

gebruikt in case studies, onder meer om regionale prognoses te maken en de invloed van verschillende atmosfeermodellen te onderzoeken.

D.2.1e eWind

TrueWind Solutions heeft het systeem eWind ontwikkeld. Dit systeem gebruikt gegevens van een - voor Amerikaanse begrippen regionaal - atmosfeermodel als invoer en geeft lokale energieproductie als uitvoer. Er zijn drie sub-systemen. Deze brengen lokale invloeden in rekening, corrigeren systematische fouten in de windprognoses, en bepalen de turbine- of parkproductie. Het sub-systeem dat de lokale prognoses maakt is het ForeWind model. Dit programma is een gestripte versie van het meso-schaalmodel MASS. De eWind-methode gebruikt voor het grootste deel fysische en voor het overige statistische modellering. De eWind Interface is het onderdeel van het systeem dat de gebruiker op de eigen PC installeert.

ForeWind is semi-operationeel in de zin dat het on-line wordt geëvalueerd tegen andere modellen waaronder MASS en MM5. Het systeem eWind is operationeel bij onder meer Southern California Edison en zal operationeel worden op meer plaatsen in het kader van het evaluatieprogramma onder leiding van EPRI.

Het systeem is niet te koop maar wordt als dienst tegen betaling aangeboden.

D.2.2 Tweede-generatie: Zephyr

De strijd tussen de voorstanders van de fysische en de statistische aanpak wordt in Denemarken voortgezet in een gezamenlijk project: Zephyr. De reden is dat beide manieren specifieke voordelen hebben. Dit project heeft als doel het ontwikkelen van een korte-termijn prognose systeem door Risø National Laboratory en Danish Technological University gezamenlijk, met de Deense elektriciteitsbedrijven op de achtergrond. Het tijdpad loopt van 1999 tot 2002; het eerste prototype moet medio 2001 beschikbaar zijn. Het systeem Zephyr moet geschikt zijn voor zowel korte als langere termijn voorspelling. Voor perioden van een tot negen uur vooruit maakt het gebruik van gegevens uit een atmosfeermodel en van on-line metingen, voor perioden tussen 24 en 36 uur vooruit alleen van atmosfeermodeluitvoer. Vanaf 2002 moet het commercieel beschikbaar zijn.

D.3 Situatie in de Verenigde Staten

Zoals uit het voorgaande blijkt heeft Europa op het gebied van korte-termijn windenergieprognoses een voorsprong op de Verenigde Staten. Dit ondanks dat men in een vroeg stadium, begin jaren negentig, gestart is met het verzamelen van de wensen van de betrokkenen en het opstellen van windprognoses.

De uitkomst van de inventarisatie was dat er sterke overeenstemming is over drie concepten:

- 1) De relevante tijdsperiode is "de volgende dag",
- 2) Het is van belang voor productie-eenheden vanaf de MegaWatt-klasse,
- 3) Onzekerheid behoort uitgedrukt te worden in een productie-interval.

Daarnaast waren er drie concepten met grote consensus:

- 1) De verwachting dient een indicatie van de betrouwbaarheid te bevatten,
- 2) Als de onzekerheid groot is moet de verwachting conservatief zijn,
- 3) De tijdsperiode dient naast de volgende ook dezelfde dag te omvatten.

Vervolgens heeft men de methode van Risø (die toen nog niet Prediktor heette) toegepast op twee test cases in Iowa uit de periode 1994 tot 1996. Als invoer werden historische gegevens uit het Nested Grid Model van NCAR gebruikt, de uitvoer bestond uit windsnelheid en -richting met intervallen van 6 uur tot 48 uur vooruit. De overeenkomst tussen de gerealiseerde en de voorspelde wind was matig, waarbij het verschil toeneemt met het tijdsverloop. Een verklaring hiervoor is de grote afstand tussen de roosterpunten van het NGM, waardoor er een slechte correlatie is tussen grootheden in de roosterpunten en die in de locatie van een test site.

Daarnaast heeft het Wind Research Cooperative van Oregon State University vanaf 1991 een aantal case studies in Pacific Northwest uitgevoerd die tot doel hadden het voorspellen van wind(niet: windenergie). Verschillende methoden werden gebruikt om uit atmosfeermodeluitvoer windprognoses af te leiden, waaronder Model Output Statistics-technieken en het Advanced Regional Prediction System. Huidige activiteiten zijn gericht op het leveren van real-time prognoses op basis van roosterpuntverwachtingen, en het verbeteren van Model Output Adjustment procedures.

Tenslotte is er vanaf 1999 een grootschalig Wind Energy Forecasting Project onder leiding van EPRI in samenwerking met NREL en DOE. Doel van dit project is het ontwikkelen, bedrijven en evalueren van voorspellingsystemen. Een expliciet sub-doel is het overhalen van Europese technologie op dit gebied. Drie systemen worden parallel onder de loep genomen: eWind van TrueWind Solutions, Prediktor van Risø National Laboratory, en de methode van Weather Service International. De grote test cases liggen in Texas (1) en California (4), een kleinere in Minnesota.

D.4 Infobox

D.4.1 Prediktor

site: www.prediktor.dk
contact: Lars Landberg
email: lars.landberg@risoe.dk
referentie: Proceedings 1999 EWEC, pp. 1086-1089

D.4.2 WPPT

site: --

contact: Henrik Madsen

email: hm@imm.dtu.dk

referentie: Proceedings 1999 EWEC, pp. 1066-1069

D.4.3 ISET-methode

site: www.uni-kassel.de; page: online supervision and prediction ...

contact: Kurt Rohrig

email: krohrig@iset.uni-kassel.de

referentie: Proceedings 33th IEA Expert Meeting (2000), pp. 117-119

D.4.4 Previento

site: www.physik.uni-oldenburg.de/ehf/wind/predict

contact: Hans-Peter Waldl

email: igor@ehf.uni-oldenburg.de

referentie: Proceedings 1999 EWEC, pp. 1070-1073

D.4.5 eWind

site: www.truewind.com

contact: Bruce Bailey

email: bbailey@truewind.com

referentie: Proceedings 1999 EWEC, pp. 1062-1065

D.4.6 Zephyr

site: --

contact: Lars Landberg, Henrik Madsen

email: lars.landberg@risoe.dk, hm@imm.dtu.dk

referentie: Tagungsband DEWEK 2000, pp. 158-161

BIJLAGE E

PROGRAMMAVERANTWOORDELIJKHEID

Emiel van Sambeek, 22 december 2000

E.1 Achtergrond en leeswijzer

Met het oog op het bepalen van de mogelijke toepassingen van een aanbodvoorspeller voor elektriciteitsproductie uit wind- en zonne-energie in de Nederlandse elektriciteitsmarkt richt deze tekst zich op het in kaart brengen van het mechanisme van programmaverantwoordelijkheid. Dit mechanisme wordt in het tweede hoofdstuk beschreven.

Er is een aantal mogelijkheden om zich te beschermen tegen de risico's van programmaverantwoordelijkheid, waaronder:

1. Het overdragen van programmaverantwoordelijkheid.
2. Het zich verzekeren tegen afwijkingen met behulp van weerderivaten.
3. Het handelen in elektriciteit.

Deze drie mogelijkheden worden achtereenvolgens in het derde hoofdstuk uiteengezet. Voorts worden voor elk van deze mogelijkheden de potentiële toepassingen van een aanbodvoorspeller geïnventariseerd.

Tenslotte volgt in het vierde hoofdstuk een beschrijving van de kansen voor aanbodvoorspelling.

E.2 Mechanisme van programmaverantwoordelijkheid

E.2.1 Definitie programmaverantwoordelijkheid

Programmaverantwoordelijkheid (PV) is de verantwoordelijkheid van afnemers, niet zijnde beschermde afnemers, en vergunninghouders om programma's met betrekking tot de productie, het transport en het verbruik van elektriciteit op te stellen of te doen opstellen ten behoeve van de netbeheerders en zich met inachtneming van de voorwaarden (bedoeld in de Elektriciteitswet 1998 artikel 26) te gedragen overeenkomstig die programma's (Elektriciteitswet artikel 1.0). Het principe van PV is vastgelegd in de Elektriciteitswet en uitgewerkt in de SysteemCode van de landelijk netbeheerder TenneT.

Programmaverantwoordelijkheid wordt verleend door TenneT. Er zijn twee typen PV: volledige erkenning en handelserkenning. Programmaverantwoordelijkheid is

overdraagbaar aan derden met erkende PV. Een programmaverantwoordelijke met volledige erkenning heeft het recht:

- a) Programmaverantwoordelijkheid over zijn eigen aansluitingen uit te oefenen, tenzij hij een beschermde afnemer is;
- b) Uitoefening van PV voor aansluitingen aan derden aan te bieden;
- c) Energieprogramma's in te dienen; en
- d) Transactiepartij te zijn in energieprogramma's.

Een programmaverantwoordelijke met handelserkenning heeft uitsluitend recht op het onder c en d genoemde.

E.2.2 Energie- en transportprogramma's

Programmaverantwoordelijkheid houdt in dat alle marktpartijen die gebruik maken van transport- en systeemdiensten van onafhankelijke netbeheerders dagelijks hun plannen voor productie, transport en verbruik van elektriciteit voor de volgende dag in een programma aan de netbeheerders kenbaar maken. Een programma bevat informatie over de hoeveelheden te transporteren energie, tijdschema's van de transporten, de aansluitpunten waar elektriciteit in het net wordt gevoed dan wel van het net wordt afgenomen, en de betrokken partijen.

Een programma bestaat uit twee delen, een T(ransport)-programma en een E(nergie)-programma. In het T-programma wordt per aansluiting aan de regionale netbeheerder gemeld wat de invoeding of afname per kwartier zal zijn. In een E-programma wordt TenneT geïnformeerd over de totale energiebehoefte per kwartier voor de volgende dag. De regionale netbeheerder fiatteert de T-programma's en meet de daadwerkelijk ingevoede en afgenomen energie. De meetgegevens worden doorgegeven aan TenneT voor het vaststellen van de afwijkingen van de E-programma's. Afwijkingen van de E-programma's worden tussen TenneT en de programmaverantwoordelijken verrekend (zie onder).

Een programmaverantwoordelijke met volledige erkenning dient dagelijks voor 12:00 uur bij TenneT met betrekking tot de aansluitingen waarvoor hij programma-verantwoordelijk is een E-programma in, inclusief de reeds vastgestelde planning voor importen, exporten en transits. Een programmaverantwoordelijke met handelserkenning dient eveneens dagelijks voor 12:00 uur een E-programma in met betrekking tot de energietransacties voor de volgende dag. TenneT bericht de programma-verantwoordelijke uiterlijk om 16:00 uur van de dag dat het E-programma is ingediend of het ingediende E-programma is goedgekeurd. Een goedgekeurd E-programma gaat in op 0:00 uur van de dag waarop het betrekking heeft.

Een programmaverantwoordelijke kan een wijziging op een goedgekeurd E-programma indienen, indien deze een afwijking in de energie-invoeding of afname ten opzichte van het E-programma constateert of verwacht. Tevens kunnen de in het E-programma opgenomen energietransacties gewijzigd worden om redenen van commerciële of contractuele aard. Programmawijzigingen kunnen tot twee uur voor het tijdstip van ingang worden ingediend. Wijzigingen kunnen slechts ingaan op even uren. Een

programmaverantwoordelijke kan maximaal 1500 wijzigingen per jaar gratis indienen. Daarboven betaalt men EUR 200 per wijziging.

E.2.3 Onbalansprijsystematiek

Voor de stabiliteit van het elektriciteitsnet is het van belang dat alle partijen zich aan hun programma's houden. Afwijkingen (onbalans) van het ingeleverde programma worden derhalve apart verrekend met TenneT. De verrekening geldt zowel voor te veel geleverde energie, als voor te weinig geleverde energie¹. De verrekening bestaat uit twee componenten:

1. De energiecomponent (onbalansprijs)
2. De prikkelcomponent

De hoogte van de onbalansprijs is gekoppeld aan de prijs van regel- en reservevermogen. Er wordt onderscheid gemaakt tussen opregelen in het geval van onderbalans op het systeem, en afregelen in het geval van overbalans op het systeem. De hoogte van de prikkelcomponent wordt apart door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet (TenneT) vastgesteld afhankelijk van de gebleken effectiviteit van de start prikkelcomponent van 1 cEUR/kWh (DTe, Besluit Nr. 00-127).

Tabel 1 geeft de prijzen weer die een programmaverantwoordelijke bij onbalans per 1 januari 2001 betaalt of ontvangt (DTe, Besluit Nr. 00-127). In het geval dat een programmaverantwoordelijke minder energie levert dan aangegeven in het E-programma betaalt hij de onbalansprijs plus de prikkelcomponent. Indien meer energie wordt geleverd dan aangegeven in het E-programma ontvangt de programmaverantwoordelijke de onbalansprijs minus de prikkelcomponent.

E.2.4 Verdeling van programmaverantwoordelijkheid in Nederland

E.2.4a Wettelijke status kleinschalige windvermogens

Ingevolge de Elektriciteitswet zijn vergunninghoudende leveringsbedrijven tot 31 december 2001 verplicht de aangeboden energie van windproducenten met een aansluiting kleiner dan 8 MW af te nemen tegen een jaarlijks door het Ministerie van Economische Zaken vast te stellen vaste terugleververgoeding. In de E-wet zijn deze kleinschalige windproducenten gedefinieerd als beschermde afnemers. In de pas met de liberalisering van de kleinverbruikersmarkt voor elektriciteit wordt ook de drempel van de vermogens die in aanmerking komen voor deze vaste terugleververgoeding verlaagd. Vanaf 1 januari 2002 tot en met 31 december 2004 zullen slechts nog aansluitingen met een vermogen tot 600 kW voor terugleververgoedingen in aanmerking komen. Vanaf 1 januari 2005 zijn alle windproducenten vrije producenten en/of afnemers en bepalen zelf met wie en onder welke voorwaarden zij een contract sluiten voor hun productie. Het systeem van terugleververgoedingen komt dan te vervallen.

¹ Vanuit het handhaven van de systeembalans bezien is te veel geleverde energie gelijk aan te weinig afgenomen energie, en te weinig geleverde energie gelijk aan te veel afgenomen energie. Te veel geleverde en te weinig afgenomen worden derhalve op dezelfde wijze verrekend in de onbalansprijsystematiek. Hetzelfde geldt voor te weinig geleverde en te veel afgenomen energie.

E.2.4b Bemetering kleinschalige vermogens

Voor aansluitingen kleiner dan 2 MW die niet door middel van een op afstand uitleesbare vijf-minutenmeting onderscheidelijk te bemeten zijn, wordt een regeling getroffen voor het vaststellen van de meetwaarden ten behoeve van de verdeling van afgenomen en geleverde energie over de betreffende programmaverantwoordelijken. Deze regeling berust bij voorkeur op één van de volgende methoden:

- 1) Het gebruik van (gebruiks)profielen;
- 2) Een referentiemeting; of
- 3) De meting van een grootte waaraan het gebruik of de invoeding gerelateerd is (bijvoorbeeld windsnelheid).

In het laatste geval is een goede voorspelling van de windsnelheid van groot belang voor het indienen van een zo accuraat mogelijk E-programma voor de betreffende aansluitingen. Voor de relatie tussen de voorspelde windsnelheid en de voorspelde windenergie-opwekking, alsmede de relatie van de werkelijk gemeten windsnelheid en de geschatte opgewekte windenergie, zouden bijvoorbeeld de relaties in de aanbodvoorspeller kunnen worden gebruikt.

Het gebruik van gebruiksprofielen wordt op termijn relevant voor leveranciers die een substantiële groep vrije afnemers hebben die zonnepanelen op het dak heeft. De billing naar de leverancier – en uiteindelijk naar de klant - zal geschieden op basis van gebruiksprofielen. De vraag rijst derhalve hoe de productie van zonnepanelen het gebruiksprofiel van klanten beïnvloedt en hoe daar in het kader van de programmaverantwoordelijkheid mee omgegaan wordt. Of een aanbodvoorspeller hier een rol in kan spelen is nog onduidelijk.

E.3 Omgaan met programmaverantwoordelijkheid

E.3.1 Overdracht van programmaverantwoordelijkheid

Ingevolge paragraaf 3.1 van de SysteemCode kan een aangeslotene, niet zijnde een beschermde afnemer, programmaverantwoordelijkheid over zijn aansluiting overdragen op een derde met erkende PV. Dit geldt dus ook voor alle vrije windproducenten. Het ligt in de lijn der verwachtingen dat met name kleinschalige windproducenten hun PV zullen overdragen aan een grotere partij, zoals het lokale leveringsbedrijf waarvan zij op dit moment (nog) een terugleververgoeding ontvangen, of een aggregator van windenergie. Voor deze kleinschalige windvermogens zijn de transactie- en onbalanskosten van het zelf houden van PV te groot.

Een beschermde afnemer is (voorlopig nog) een afnemer die beschikt over een aansluiting op een net met een totale maximale doorlaatwaarde van meer dan 3.8 A en een beschikbaar vermogen van ten hoogste 2 MW per aansluiting (Elektriciteitswet artikel 1.d). Een individuele of groepje windturbine(s) op één aansluiting met een gezamenlijk vermogen kleiner dan 2 MW draagt dus geen PV. De eigenaar van zulk

kleinschalig windvermogen draagt zijn PV voor de aansluiting over aan het lokale vergunninghoudende leveringsbedrijf.

E.3.2 Weerderivaten

Moet nog worden uitgewerkt.

E.3.3 Handel via de elektriciteitsbeurs

Als gevolg van de verdergaande liberalisering van de elektriciteitsmarkt kan in de toekomst handel in windenergie via de elektriciteitsbeurs ontstaan. Het zal dan waarschijnlijk aggregators van windvermogen betreffen. Onderstaande tekst zet uiteen hoe een dergelijke handel zou kunnen plaatsvinden, en welke rol een aanbodvoorspeller in dit verband kan spelen.

De Amsterdam Power Exchange (APX) opereert momenteel een Bulletin Board System voor bilaterale transacties en een Day-Ahead Market (DAM) voor spottransacties. Vanaf 1 februari 2001 zal de APX daarnaast een Adjustment Market (AM) opereren, waarin tot twee uur voor de ingang van elke programmatijdseenheid spothandel plaatsvindt met betrekking tot de betreffende programmatijdseenheid. Een marktpartij heeft daarmee drie mogelijkheden voor het handelen in elektriciteit, namelijk via:

1. Bilaterale contracten.
2. De Day-Ahead Market.
3. De Adjustment Market.

Voor alle transacties via de elektriciteitsbeurs geldt evenals voor alle andere (bilaterale transacties) PV. Zoals aangegeven dienen programmaverantwoordelijken daags tevoren vóór 12:00 uur bij TenneT een E-programma in met betrekking tot de geplande transacties voor de volgende dag. Wijzigingen van het E-programma kunnen bij TenneT worden ingediend tot twee uur vóór de ingang van de programmatijdseenheid waarop de wijziging betrekking heeft. Wijzigingen kunnen zowel betrekking hebben op bilaterale contracten als op spottransacties uit de day-ahead market.

In de adjustment market kan continu elektriciteit gehandeld worden vanaf één dag voor de ingang van een programma tot twee uur vóór de ingang van een programmatijdseenheid waarvoor AM transacties toegewezen worden. De toewijzingen in de AM worden omgezet in wijzigingen van het reeds ingediende E-programma op grond van DAM- en bilaterale transacties. In de praktijk worden deze wijzigingen doorgevoerd door het opnieuw indienen van een E-programma. Via de adjustment market kan een handelaar afwijkingen ten opzichte van het daags tevoren ingediende E-programma op financieel aantrekkelijke wijze corrigeren.

Onbalansen ten opzichte van het gewijzigde E-programma na handel in de adjustment market worden bij TenneT verrekend via de onbalansprijsystematiek die is gekoppeld aan de marktprijs voor regel- en reservevermogen. De AM geeft marktpartijen de mogelijkheid hun transactie- en productiebeslissingen op korte termijn bij te stellen op basis van de actuele vraag en aanbod op de markt. Ook windhandelaren kunnen hier hun

voordeel mee doen. Onder de aanname dat aanbodvoorspellingen nauwkeuriger worden naarmate het tijdstip waarop de voorspelling betrekking heeft naderbij komt, terwijl ook de onzekerheidsmarges van de voorspelde productiewaarde afnemen, kunnen windhandelaren actuele aanbodvoorspellingen gebruiken om hun biedstrategie in de DAM en de AM te bepalen. Het schema in figuur 1 geeft een beeld van de mogelijkheden van een windexploitant om zijn PV zo nauwkeurig mogelijk en op financieel aantrekkelijke wijze gestalte te geven.

Figuur 1 toont per termijn aanbodvoorspelling de markt waarin windproducenten contracten kunnen aangaan, en de rol van de aanbodvoorspeller bij het contracteren en opstellen van een E-programma.

Op basis van lange-termijn aanbodprognoses kunnen lange-termijn bilaterale contracten voor de levering van windenergie worden afgesloten. De verplichtingen en de productie die uit een bilateraal contract voortvloeien worden daags tevoren omgezet in een E-programma en gemeld aan TenneT. TenneT bepaalt aan de hand van de door de netbeheerders gemeten invoeding de onbalans. De kosten van de onbalans worden door TenneT bij de windproducent in rekening gebracht op basis van de prijzen op de regel- en reservemarkt. De aanbodvoorspeller kan een rol spelen bij het nauwkeuriger opstellen van het E-programma, en daarmee het beperken van de kosten van de onbalans.

Naast het sluiten van bilaterale contracten heeft de windproducent ook de mogelijkheid om op de day-ahead market te handelen op basis van aanbodvoorspellingen van de volgende dag. De toegewezen transacties worden omgezet in een E-programma. Verrekening van de onbalansen geschiedt op dezelfde wijze als bij bilaterale contracten. De aanbodvoorspeller kan een rol spelen bij het nauwkeuriger bepalen van het aan te bieden vermogen op de DAM, en daarmee bij het beperken van de kosten van de onbalans.

Tot twee uur vóór de ingang van een programmatijdseenheid kan een windproducent op basis van korte termijn aanbodvoorspellingen een wijziging in het E-programma aanbrengen door een nieuw E-programma in te dienen. Het doorvoeren van een wijziging kan rechtstreeks gebeuren of via handel op de adjustment market:

- Indien op de termijn van een paar uur een groter aanbod wordt voorspeld dan daags tevoren in de DAM is verhandeld en in het E-programma is aangegeven, kan het extra aanbod via de adjustment market worden verhandeld. Indien dit extra aanbod niet via de adjustment market wordt verhandeld ontvangt de windproducent voor de extra ingevoede energie de onbalansprijs zoals bepaald uit tabel 1.
- Dit betekent ook dat als een bod van een windproducent niet is toegewezen in de DAM, de producent zijn aanbod opnieuw kan aanbieden in de adjustment market.
- Indien op de termijn van een paar uur een groter of lager aanbod wordt voorspeld dan daags tevoren in het E-programma is aangegeven, en het aanbod valt onder een bilateraal contract, wijzigt de windproducent het E-programma.
- Indien op de termijn van een paar uur een lager aanbod wordt voorspeld dan daags tevoren in de DAM is verhandeld en in het E-programma is aangegeven, dan kan het aanbodtekort worden gecompenseerd door aankopen op de adjustment market. Deze aankopen en het gereduceerde eigen aanbod leiden tot een wijziging in het E-programma.

Of een windproducent zijn op de korte termijn voorspelde onbalans via de adjustment market gaat compenseren of via de onbalansprijsystematiek van TenneT laat verrekenen, hangt af van de verhouding van de prijzen op de adjustment market en die op de regel- en reservemarkt. In principe substitueren de bilaterale markt, de day-ahead market, de adjustment market, en de regel- en reservemarkt elkaar in de genoemde volgorde (aangeduid door de onderbroken pijlen in de figuur).

Het aanbieden van regel- en reservevermogen geschiedt vanaf een uur na het sluiten van de dagmarkt tot twee uur voor de programmatijdseenheid waarvoor het regel- of reservevermogen wordt aangeboden. De programmaverantwoordelijke dient een E-programmawijziging in voor een geaccepteerde bieding. Voorwaarde voor het aanbieden van regel- of reservevermogen is dat het aangeboden vermogen bruikbaar is voor frequentievermogensregeling. Vermogens tussen de vijf en de honderd MW komen in aanmerking.

Voor windexploitanten kan het mogelijk financieel interessant worden om vermogen aan te bieden in de regel- en reservemarkt, als op de termijn van twee uur met een zekere nauwkeurigheid voorspeld kan worden wat het aanbod van windenergie in de komende twee tot vier uur zal zijn. Er zou dan wel sprake moeten zijn van aggregatie van windvermogen om een substantieel regelvermogen te kunnen aanbieden. Indien windexploitanten eventueel extra aanbod als onbalans ten opzichte van het daags tevoren ingediende energieprogramma invoeden, ontvangen zij de onbalansprijs minus de prikkelcomponent. Zoals eerder uiteengezet wordt de onbalansprijs bepaald door het ingezette regel- en reservevermogen. Als onbalans invoeden levert dus minder op dan aanbieden in de regel- en reservemarkt. Indien windturbines kunnen voldoen aan de voorwaarden met betrekking tot frequentievermogensregeling kan de regel- en reservemarkt een mogelijkheid bieden om op financieel aantrekkelijke wijze in te springen op actuele korte-termijn aanbodprognoses.

Daar het tijdschema van het bieden in de regel- en reservemarkt samenvalt met het tijdschema van de adjustment market valt te verwachten dat een zekere interactie tussen deze markten zal optreden.

E.4 Kansen voor aanbodvoorspelling

- 1) Een individuele windexploitant met een geïnstalleerd vermogen kleiner dan 2 MW is voorlopig nog een beschermde afnemer. Zijn PV wordt overgenomen door een vergunninghoudend leveringsbedrijf. Bovendien zijn de kosten van het zelf dragen van PV voor deze windexploitant te hoog. Het betreffende leveringsbedrijf kan de onbalans die wordt veroorzaakt door zijn aangesloten windproducenten compenseren door elders gecontracteerd vermogen in te schakelen. Met de komst van de regel- en reservemarkt kan het vergunninghoudend leveringsbedrijf dat de PV op zich neemt mogelijk apart regel- en reservevermogen contracteren om de onbalans ten gevolge van windenergie te compenseren. Indien windenergie een substantiële bron van onbalans is voor het leveringsbedrijf, kan een aanbodvoorspeller in het eerste geval helpen om de inzetoptimalisatie van het gecontracteerde vermogen te verbeteren, en in het tweede geval om het contracteren

op de regel- en reservemarkt te verbeteren. Het leveringsbedrijf kan daarmee kosten besparen. Omvang van de uitgespaarde kosten is onduidelijk.

- 2) Merchant windparken kunnen met een goede aanbodvoorspeller deelnemen in de APX day-ahead market.
- 3) Merchant windparken met een goede aanbodvoorspeller kunnen deelnemen in de regel- en reservemarkt.
- 4) Een aanbodvoorspeller kan TenneT ondersteunen in het plannen van het handhaven van de systeembalans op het landelijk hoogspanningsnet.
- 5) Een aanbodvoorspeller kan de betrokkenen veel leren over:
 - De nauwkeurigheid van voorspellingen.
 - De betrouwbaarheid van windenergie (ten opzichte van voorspellingen).
 - Patronen van windenergie productievoorspellingen en elektriciteits vraagvoorspellingen (correlaties).
- 6) Dit leereffect kan ertoe bijdragen dat zowel windexploitanten als netbeheerders en leveringsbedrijven, alsook de regulator beter omgaan met de specifieke karakteristieken van windenergie in het contracteren van windenergie, het bepalen van de aansluitkosten en van de technische vereisten waaraan een installatie dient te voldoen.
- 7) Coördinatie van wind- en weersvoorspelling en -monitoring kan inzicht geven in de weersafhankelijke inkomstenstroom van een energiebedrijf. In een van de grond komende markt in weerderivaten kan dergelijke informatie een energiebedrijf ondersteunen een optimale strategie in het aankopen van weerderivaten te vormen.
- 8) Mogelijkheden voor toepassingen in het buitenland? Afhankelijk van de marktstructuur ter plekke.
- 9) Mogelijkheden voor toepassingen in de toekomst? Afhankelijk van veranderingen in de marktstructuur in binnen- en buitenland.
- 10) Momenteel zijn kleine windexploitanten beschermde afnemers. Als gevolg van verdergaande liberalisering van de elektriciteitsmarkt zullen ook deze kleine windexploitanten op termijn vrije afnemers zijn. Dat betekent dat zij ook zelf PV hebben over hun aansluiting en dat zij ook zelf kunnen besluiten aan wie zij deze PV wensen over te dragen.
- 11) Met betrekking tot bovenstaande situatie kunnen aggregatoren een belangrijke rol spelen in het overnemen van de PV van kleinschalige windexploitanten en het verhandelen van windenergie op de APX of in de bilaterale contractenmarkt. De groencertificaten van dit kleinschalige windvermogen kunnen eveneens geaggregeerd (verhandeld) worden. Het is nog onduidelijk hoe de verdergaande liberalisering zich verhoudt tot het huidige systeem van terugleververgoedingen. Bovendien is onvoldoende zicht op de verhouding tussen de terugleververgoeding en het groencertificaat. Huidige leveringsbedrijven kunnen met hun door de

terugleververgoeding sterke onderhandelingspositie bedingen dat groencertificaten van bij hen aangesloten windmolens aan hen moeten worden verkocht. Een dergelijke praktijk zou de pas afsnijden voor potentiële nieuwe aggregators.

- 12) Voorspelling van het aanbod zonnestroom ondersteunt het leveringsbedrijf bij het maken van vraagprognoses die uiteindelijk leiden tot energietransacties en het opstellen van programma's in het kader van de PV.

Tabel 1 Kosten en baten van onbalans en voor programmaverantwoordelijkheden.

onbalans *	ingezet regel- vermogen **	onbalans- prijs ***	prikkel- component ****	betaalt / ontvangt	rekening
+	Op	P_{op}	-	Ontvangt	+ kWh * (P_{op} - PC)
+	Af	P_{af}	-	Ontvangt	+ kWh * (P_{af} - PC)
+	Op/Af	P_{af}	-	Ontvangt	+ kWh * (P_{af} - PC)
+	Geen	$(P_{op}^1 + P_{af}^1)/2$	-	Ontvangt	+ kWh * $((P_{op}^1 + P_{af}^1)/2 - PC)$
-	Op	P_{op}	+	Betaalt	- kWh * (P_{op} + PC)
-	Af	P_{af}	+	Betaalt	- kWh * (P_{af} + PC)
-	Op/Af	P_{op}	+	Betaalt	- kWh * (P_{op} + PC)
-	Geen	$(P_{op}^1 + P_{af}^1)/2$	+	Betaalt	- kWh * $((P_{op}^1 + P_{af}^1)/2 + PC)$

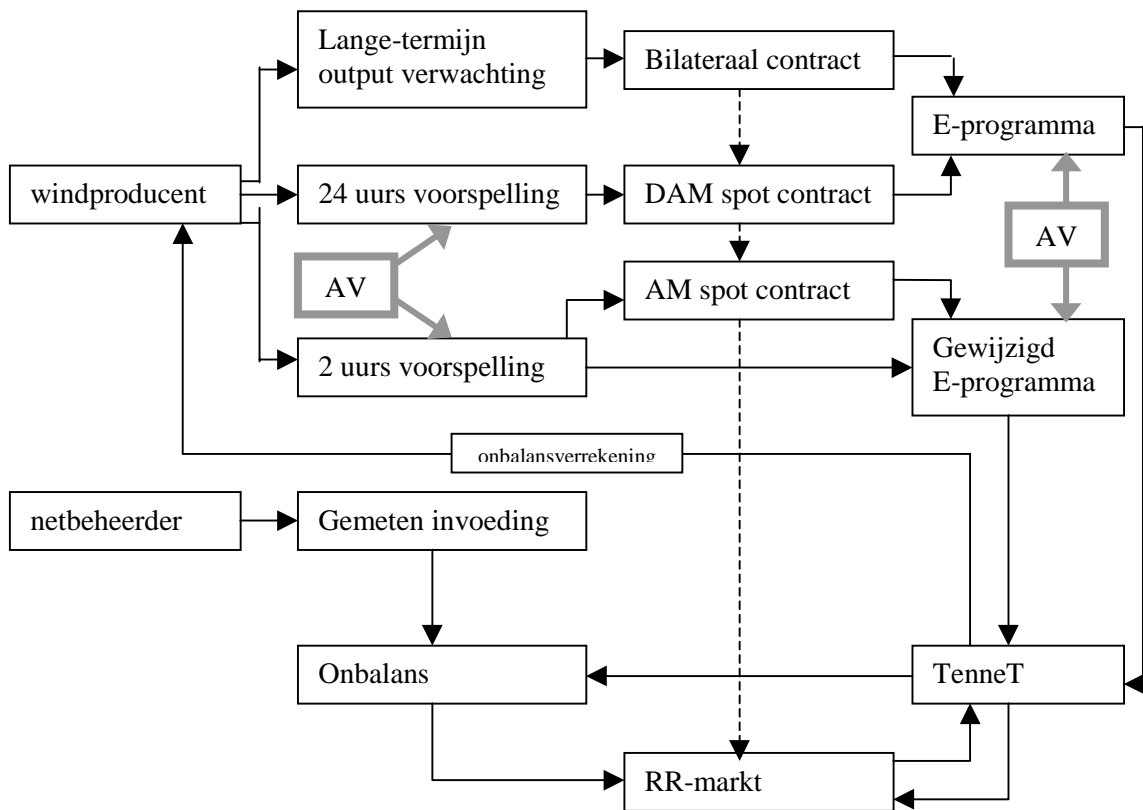
* Een + betekent dat de programmaverantwoordelijke meer energie invoedt dan aangegeven in zijn programma.

Een - betekent dat de programmaverantwoordelijke minder energie invoedt dan aangegeven in zijn programma.

** Betreft het momentaan door TenneT ingezette regelvermogen om de balans op het net te behouden: Op betekent opregelvermogen (in het geval er te weinig wordt ingevoerd); Af betekent afregelvermogen (als er te veel wordt ingevoerd).

*** P_{op} is de prijs van opregelvermogen en P_{af} is de prijs van afregelvermogen; het superscript 1 verwijst naar de laagste bieding opregelvermogen en de laagste bieding afregelvermogen.

**** Geeft aan of de prikkelcomponent bij de onbalansprijs wordt opgeteld (+) of er van afgetrokken (-).



Figuur 1. Mogelijke invulling van programmaverantwoordelijkheid door een windproducent.

Bijlage 1 Vragen gesteld aan betrokken partijen

Regionale netbeheerders:

- Kan een aanbodvoorspeller regionale netbeheerders helpen bij het afstemmen en goedkeuren van de Transport-programma's?
- Staan er sancties op het niet nakomen van het T-programma?

Vergunninghoudende leveringsbedrijven:

- Is ingevoede windenergie een substantiële bron van onbalans?
- Hoe wordt deze onbalans gecompenseerd?
- Gaan leveringsbedrijven het overnemen van de PV van kleinschalige windproducenten als dienst aanbieden? Gekoppeld aan het afname contract (om aan eigen groene-stroomvraag te voldoen)?
- Kan een AV leveringsbedrijven ondersteunen in het opstellen van E- en T-programma's?
- Kan een AV leveringsbedrijven ondersteunen in het optimaliseren van de inzet van gecontracteerd vermogen? Via de day-ahead market en via de adjustment market?
- Hoe worden kleinschalige windturbines bemeterd? Van wie is de meter?
- Indien kleinschalige windturbines een andere afnemer kiezen dan het regionale leveringsbedrijf, komen de betreffende windturbines dan nog in aanmerking voor een terugleververgoeding van het lokale leveringsbedrijf of betaalt de alternatieve afnemer dan de terugleververgoeding als onderdeel van het contract?

DTe

- Wat is status van het DTe voorstel inzake de wijziging van hoofdstuk 3.9 van de SystemCode?
- Per wanneer wordt verwacht dat de wijzigingen in de SystemCode worden vastgesteld?
- Zijn kleinschalige windturbines vrije producenten in de zin van de E-wet? Of zijn zij (beschermde) afnemers?
- Kunnen kleinschalige windturbines zelf hun afnemer kiezen? Een aggregator?
- Wat gebeurt er dan met het systeem van terugleververgoedingen?
- Indien kleinschalige windturbines een andere afnemer kiezen dan het regionale leveringsbedrijf, komen de betreffende windturbines dan nog in aanmerking voor een terugleververgoeding van het lokale leveringsbedrijf of betaalt de alternatieve afnemer dan de terugleververgoeding als onderdeel van het contract?
- Blijft de voorrang voor duurzame energie op het net gehandhaafd?
- Staan er sancties op het niet nakomen van het T-programma?
- Hoe worden deze kleinschalige windturbines bemeterd? Van wie is de meter?
- Wie zal de voornaamste afnemer zijn? Het distributiebedrijf? De APX? Bilaterale partijen?

TU-Delft:

- Kan windvermogen worden gebruikt voor frequentievermogensregeling?

S. de Haan: “Vermogenselektronica in netten”

“Om mee te kunnen doen in de frequentievermogensregeling is het nodig de omzetter (producent) een bepaald statiek te geven, waarbij het vermogen toeneemt bij een frequentiedaling. Dit is in principe eenvoudig te realiseren, mits de duurzame opwekker in deellast wordt ingesteld. Het is de vraag of dat uit economisch oogpunt een verantwoorde keuze is. (...) Wanneer windparken in deellast werken zal de capacity factor omlaag gaan en moeten er meer windparken als ‘stille reserve’ opgericht worden.”

Bijlage 2 Erkende programmaverantwoordelijken

Laatste update: 30 november 2000

Door TenneT zijn de volgende rechtspersonen als Programmaverantwoordelijke erkend:

Volledige erkenning:

naam	adres		datum ingang erkenning	PV-code
APEC B.V.	Drentestraat 24	1083 HK Amsterdam	5 juli 1999	APEC
Centraal Overijsselse Nutsbedrijven NV	Postbus 71	7600 AB Almelo	25 mei 1999	COGASTR A
N.V. DELTA Nutsbedrijven	Postbus 5048	4330 KA Middelburg	25 mei 1999	DELTALE V
Electrabel Nederland B.V.	'Veldzicht' Hoofdstraat 244	3972 LK Driebergen	8 juni 1999	ELB
Endesa S.A.	Oostmaaslaan 71	3063 AN Rotterdam	22 maart 2000	ENDESAS A
N.V. ENECO	Postbus 899	2900 AW Capelle a/d IJssel	25 mei 1999	ENECOEH B
ENERCOM	Postbus 377	3440 AJ Woerden	25 mei 1999	ECOMTRA
Energiebedrijf Midden-Holland N.V.	Postbus 26	2800 AA Gouda	25 mei 1999	EMHPV
ENRON Netherlands B.V.	Schouwburgplein 30-34	3012 CL Rotterdam	25 mei 1999	ENRON
EnTrade B.V.	Postbus 51	5580 AB Waalre	25 mei 1999	ENTRADE
EZH.Elektra B.V.	Von Geusastraat 193	2274 RJ Voorburg	4 februari 2000	EEE
Fortum Energy Trading B.V.	Locatellikade 1	1076 AZ Amsterdam	1 mei 2000	FORTUM
N.V. NUON	Amalialaan 126	3743 KJ Baarn	25 mei 1999	NUONEN W
N.V. Nutsbedrijf Regio Eindhoven	Postbus 2005	5600 CA Eindhoven	25 mei 1999	NRE
N.V. ONS Energie	Postbus 79	3100 AB Schiedam	25 mei 1999	ONS
Petroplus Power B.V.	Postbus 85002	3009 MA Rotterdam	25 mei 1999	PETROP WR
Reliant Energy Trading and Marketing B.V.	Beech Avenue 54-80	1119 PW Schiphol-Rijk	6 december 1999	RETMNL
N.V. REMU	Postbus 8888	3503 SG Utrecht	25 mei 1999	EETPV
N.V. RENDO	Postbus 595	7900 AN Hoogeveen	25 mei 1999	RENDOLE V
RWE Energy Trading Ltd Office Amsterdam	Polarisavenue 83f	2132 JH Hoofddorp	1 december 2000	RWE
N.V. Sep	Postbus 575	6800 AN Arnhem	25 mei 1999	SEPED

Southern Energy-Europe B.V.	Dr. Willem Dreesweg 2	1185 VB Amstelveen	1 februari 2000	SEEBV
Statkraft Energy Nederland B.V.	Bouwerij 38	1185 XX Amstelveen	25 mei 1999	SEN
TRAEDON	Postbus 51	5580 AB Waalre	25 mei 1999	TRAEDON
Trianel Energie B.V.	Maagdendries 12	6211 RW Maastricht	1 april 2000	TRIANEL
TXU Europe Energy Trading B.V.	Parkstraat 83	2514 JG Den Haag	26 november 1999	TXU
TXU Europe Energy Trading Netherlands Branch	Parkstraat 83	2514 JG Den Haag	2 september 1999	EPET
Vattenfall AB	Kruisweg 803 A	2132 NG Hoofddorp	25 mei 1999	VAB
Westland Energie Services B.V.	Postbus 1	2685 ZG Poeldijk	25 mei 1999	WES

Handelserkenning:

naam	adres		datum ingang erkenning	PV-code
Amsterdam Power Exchange N.V.	Strawinskylaan 729	1077 XX Amsterdam	25 mei 1999	APX
NV Electriciteits-Produktiemaatschap pij Oost- en Noord-Nederland	Postbus 10087	8000 GB Zwolle	16 juni 1999	EPON
N.V. Electriciteits-Produktiemaatschap pij Zuid-Nederland EPZ	Postbus 711	5600 AS Eindhoven	1 juli 1999	EPZ
n.v. Electriciteitsbedrijf Zuid-Holland	Postbus 909	2270 AX Voorburg	30 juni 1999	EZH
nv Energieproductiebedrijf UNA	Postbus 8475	3503 RL Utrecht	15 juni 1999	UNAPV
ONS Facilitair Bedrijf B.V.	Van Heekstraat 15	3125 BN Schiedam	1 augustus 2000	SEMPRA