

# Quick-Scan Windenergie en Opslag: Eindrapport WP1

14 december 2007

rapportage in opdracht van SenterNovem, het Ministerie van Economische Zaken en het  
Transitieplatform Duurzame Elektrischevoorziening



Technische Universiteit Delft  
Faculteit Elektrotechniek, Wiskunde en  
Informatica  
Electriciteitsvoorziening  
Postbus 5031  
2600 GA Delft  
ir. B.C. Ummels  
b.c.ummels@tudelft.nl

## Inleiding

Met de voorziene groei van windvermogen in Nederland in de komende jaren, zowel op land als op zee, kunnen technische grenzen aan de inpassing hiervan in het Nederlandse elektriciteitsvoorzieningsstelsel worden voorzien. Recent onderzoek door de TU Delft<sup>1</sup> en TenneT TSO<sup>2</sup> heeft aangetoond dat deze grenzen optreden op momenten van lage belasting en een groot windaanbod en het niet mogelijk is om conventioneel vermogen verder af te schakelen of uit bedrijf te nemen. Het gebruik van grootschalige energie-opslag wordt algemeen gezien als een mogelijkheid om de inpassingsruimte voor windvermogen te vergroten, maar deze optie is in het Nederlandse stelsel niet aanwezig.

In deze quick-scan zal worden bekeken in hoeverre energie-opslag in het Nederlandse stelsel inderdaad een nuttige en noodzakelijke toevoeging is voor het Nederlandse elektriciteitsvoorzieningsstelsel met grootschalig windvermogen. De quick-scan is bedoeld om tot een rangschikking te komen van de verschillende opties en een orde-grootte-schatting te maken van totale baten van deze opties. De quick-scan is georganiseerd in vier werkpakketten, waarvan werkpakket 1 (WP1) in detail zal kijken naar de bedrijfsvoering van het Nederlandse stelsel met grootschalig windvermogen en opslag. De quick-scan levert antwoorden op vragen vanuit zowel het Ministerie van Economische Zaken als het Transitieplatform Duurzame Energievoorziening en onderzoekt ondermeer actuele projectvoorstellen van verschillende Nederlandse marktpartijen.

### Doel WP1

Bepalen van het besparingspotentieel in variabele bedrijfsvoeringskosten van de Nederlandse elektriciteitsvoorziening door installatie van energieopslag (Energie-Eiland (EE), OPAC, CAES), additionele interconnectorcapaciteit met Noorwegen (NorNed II) of flexibilisering van WKK (WKK-Flex) bij verschillende hoeveelheden geïnstalleerd windvermogen.

### Middel

Het doen van systeemsimulaties met PowrSym3, een chronologisch elektriciteitsmarkt simulatiemodel dat de inzet en bedrijfsvoering van de Nederlandse bedrijfsmiddelen, inclusief windvermogen, optimaliseert op basis van operationele kosten. De systeemsimulaties vinden plaats voor verschillende scenario's: voor elk scenario wordt een base-case gedraaid en de vijf alternatieven. Zo wordt per scenario het besparingspotentieel van elk alternatief duidelijk en de gevoeligheid van de resultaten tussen de verschillende scenario's.

### Resultaat

De simulatieresultaten worden gebruikt als baten binnen de kosten-baten analyse in WP3. De volgende simulatieresultaten van PowrSym3 zullen worden gebruikt:

- Besparingen in operationele bedrijfsvoeringskosten van het Nederlandse stelsel door EE, OPAC, CAES, NorNed II en WKK-Flex (EUR/jaar) en verrekening met import/export
- Vervangen STEG-vermogen (MWe) door installatie EE, OPAC, CAES en NorNed II
- Verandering weggegooide wind en totale windenergie-aanbod (GWh/jaar)
- Verandering milieukosten op basis van hoeveelheid geproduceerde GWh/jaar door alle technologieën
- Verandering afgevangen en opgeslagen CO<sub>2</sub>

De operationele kostenbesparingen door de opslagalternatieven, NorNed II en WKK-Flex zijn een directe baten van deze alternatieven. In deze operationele kostenbesparingen zijn de baten van een optimalere inzet van eenheden, het gebruik van opslag als reservevermogen en verschillen in de uitstoot van CO<sub>2</sub> al verrekend. Een tweede baten die uit PowrSym3 volgt op grond van een betrouwbaarheidsberekening (LOLE) is het STEG-vermogen dat door de opslag-opties wordt vervangen. Verder worden het verhogen van de inpasbare hoeveelheid windenergie (vermindering weggegooide wind), een mogelijke afname van de milieukosten (op basis van gegevens van het IVM<sup>3</sup>) door een andere brandstofmix en de verandering van de hoeveelheid opgeslagen CO<sub>2</sub> gemonetariseerd en in WP3 gebruikt voor de kosten/baten analyse.

## Model en Invoergegevens PowrSym3

PowrSym3 is een multi-area, multi-fuel, chronologisch productiekosten-simulatiemodel voor elektriciteitssystemen met warmte-kracht eenheden. Het is oorspronkelijk ontwikkeld door Operation Simulation Associates (OSA) Inc. USA en de Samenwerkende Elektriciteits Producenten (SEP) en wordt up-to-date gehouden en doorontwikkeld door OSA en TenneT. PowrSym3 hanteert verschillende tijdshorizons voor optimalisatie. De standaard operationele horizon voor de simulaties bedraagt één uur, maar er kan ook voor kleinere tijdstappen worden gekozen. De database van PowrSym3 bevat gedetailleerde technische modellen en technische gegevens voor alle grotere (> 20 MW) eenheden in het Nederlandse systeem (sommige industriële eenheden zijn niet expliciet gemodelleerd, maar met een geaggregeerd productieprofiel meegenomen).

PowrSym3 berekend op grond van de invoergegevens (o.a. belastinggegevens voor elektriciteit en warmte, technisch economische data van de productie-eenheden, potentieel beschikbare productie uit windvermogen, internationale prijzen etc.) de inzet en bedrijfsvoering op uurbasis van alle gemodelleerde eenheden. Tijdens de kostenoptimalisatie-stappen wordt ook het buitenland, voor zover gemodelleerd, meegenomen: de internationale uitwisseling die tot stand komt hangt af van de prijsverschillen tussen het Nederlandse systeem en andere, verbonden systemen, en van de maximale interconnectiecapaciteit met die landen. Buitenlandse systemen kunnen worden gemodelleerd als prijscurve of als een cluster fysieke eenheden, zoals ook voor het Nederlandse systeem gebeurt.

PowrSym3 maakt gebruik van een groot aantal invoergegevens. Per uur worden gegevens voor de Nederlandse elektriciteitsvraag, de warmte/stoomvraag per warmte-kracht (WKK)-locatie, windvermogen

### Systeembelasting

De belasting van het Nederlandse systeem is een vermogensprofiel dat is vastgesteld op basis van de best beschikbare, actuele belasting-jaargegevens van TenneT. Op dit vermogensprofiel wordt vervolgens een aantal bewerkingen toegepast, waardoor belastinggroei per jaar en overige ontwikkelingen die de vorm van het profiel zelf beïnvloeden, kunnen worden meegenomen. Het profiel wordt zodanig geschaald dat ook de bepaalde energievraag per jaar (TWh), zoals vastgesteld in scenario's voor deze studie, wordt bereikt.

### Warmtevraag

Het model van het Nederlandse systeem bevat op dit moment zeventien warmtegebieden, die de verschillende stadsverwarmings- of grootste industriële stoom/rookgasleveringsgebieden bevatten. Voor elk van deze warmtegebieden is een vraagprofiel in het model aanwezig op basis van historische gegevens en kennis binnen TenneT. Toegeleverde, aanvullende gegevens door NUON (Bart Dijkman) zijn ter vergelijking gebruikt voor deze studie, maar deze profielen zijn voor modelconsistentie niet aan het model toegevoegd. In verband met de voorziene uitbreiding van het productiepark met nieuwe WKK-eenheden, is de bestaande database uitgebreid met nog eens vijf nieuwe WKK-gebieden, twee voor nieuw gasvermogen WKK, drie voor nieuw industrieel gasvermogen WKK. Elk warmtegebied heeft een nieuw, afgestemd warmtevraagprofiel gekregen.

### Windvermogen op Land en op Zee

10-Minuten gemiddelden voor windsnelheden gemeten door achttien weerstations (9 op land, 3 kust, 6 op zee) zijn met behoud van chronologie geïnterpoleerd naar in totaal 25 locaties op zee en 14 locaties op land voor (toekomstig) windvermogen. Bij de interpolatie is zijn verschillen tussen meethoogte en de ashoogte van windturbines meegenomen. Voor elke locatie zijn vervolgens vermogen-uurgemiddelden bepaald op windparkniveau door gebruik te maken van een windsnelheid-power-curve en een beschikbaarheid per turbine (95%, Monte Carlo). Door verschillende parken wel of niet mee te nemen kunnen verschillende windvermogenpenetraties worden gecreëerd.

Naast windsnelheidsgegevens, is op basis van gedetailleerde weermodellen (HIRLAM) en persistentievoorspellingen een windvermogenvoorspelling gecreëerd. De windgegevens zijn gebaseerd op tijdreeksen die gelijktijdig zijn met de tijdreeksen die de basis vormen voor de belastingvraag: mogelijke correlaties tussen belastingvraag en windsnelheden zijn hierdoor automatisch meegenomen. De windvermogenvoorspelling en de voorspellingsfout op verschillende tijdshorizons is gevalideerd met voorspellingsgegevens

uit Denemarken. PowrSym3 optimaliseert vervolgens op basis van de windvermogenvoorspelling, maar zal elk uur opnieuw optimaliseren op basis van de situatie in het systeem op dat moment, de voorziene ontwikkeling in belasting en de windvermogenvoorspelling, die ook continu wordt vernieuwd. Een en ander leidt ertoe dat er slechts kleine verschillen zijn tussen een simulatie in PowrSym3 met windvoorspelling en zonder.

Een jaarbestand van geaggregeerde windvermogenvoorspellingen en windvermogengegevens wordt door PowrSym3 ingelezen en verdisconteerd met de systeembelasting. Indien het technisch niet mogelijk is om windvermogen in te passen (minimale belastingprobleem), wordt windvermogen afgeregeld en de weggegooide windenergie gerapporteerd.

### **Prijsgebieden**

Tijdens de optimalisatie van de inzet en bedrijfsvoering van de Nederlandse eenheden, inclusief windvermogen, houdt PowrSym3 rekening met de elektriciteitsprijzen (kosten) in naburige systemen: België (+Frankrijk), Duitsland, Noorwegen en het Verenigd Koninkrijk. De uitwisseling van Nederland met deze systemen wordt door PowrSym3 bepaald op grond van de Nederlandse vraag, windmogenaanbod, technische parameters van de Nederlandse eenheden, de prijzen in het buitenland en de maximale transportcapaciteiten tussen het Nederlandse systeem en de buurlanden.

Bij het modelleren van de prijsgebieden is aangenomen dat de buitenlandse *prijzen de kosten* zijn die Nederland betaalt voor het importeren van elektriciteit. Prijzen in alle vier de gemodelleerde prijsgebieden worden vastgesteld op basis van modelresultaten van ECN van forward-prijzen en de marginale technologie per prijsgebied in 2020. De gegevens onderscheiden prijsverschillen tussen winter en zomer en peak en off-peak. Bij het vaststellen van het prijsniveau in de omringende landen wordt rekening gehouden met de in deze studie per scenario vastgestelde brandstofprijzen: een hoge kolenprijs in Nederland betekent een hoge kolenprijs in Europa, waardoor hogere prijzen in het buitenland. Daarnaast wordt in de prijzen in Duitsland een zekere correlatie verondersteld tussen het windaanbod in Nederland en in Duitsland, wat de prijzen in Duitsland beïnvloedt (veel wind betekent lagere prijzen). Met een gevoeligheidsanalyse wordt de invloed van hogere dan wel lagere prijsvoorspellingen in het buitenland op de studieresultaten bekeken. Importen en exporten worden door PowrSym3 gerapporteerd en worden gebruikt om energie- en milieueffecten van internationale uitwisseling te verrekenen ten opzichte van Nederland.

### **Draaiende Reserve**

De hoeveelheid benodigde reserve om van simulatiestap naar simulatiestap te gaan wordt voor door PowrSym3 zelf bepaald op grond van voorspellingen van de belasting en windvermogen. De hiervoor benodigde reservecapaciteit neemt toe met meer windvermogen en grotere windvariaties en kan dus de totale aangehouden vermogensreserve verhogen. Bovenop deze door PowrSym3 bepaalde reserve wordt de eis gesteld dat de draaiende reserve in het Nederlandse systeem te allen tijde ten minste 1600 MW bedraagt. Deze 1600 MW is gebaseerd op de grootste in het systeem bedrijf zijnde eenheid van 800 MW: om zeker te zijn dat het systeem een dergelijke uitval aankan, is een totaal van 2x800 MW genomen. Omdat PowrSym3 steeds de benodigde reserve bepaalt om van uur tot uur de vermogensvariaties van windvermogen en belasting op te vangen, is het niet noodzakelijk om de minimumwaarde van 1600 MW draaiende reserve te laten verschillen tussen de verschillende windvermogensscenario's. Verder geldt dat EE, OPAC en CAES mee worden genomen als onderdeel van de draaiende reserve. Overigens bestaand EE, OPAC en CAES uit meerdere eenheden: zij hebben zijn niet de grootste draaiende eenheden in het systeem.

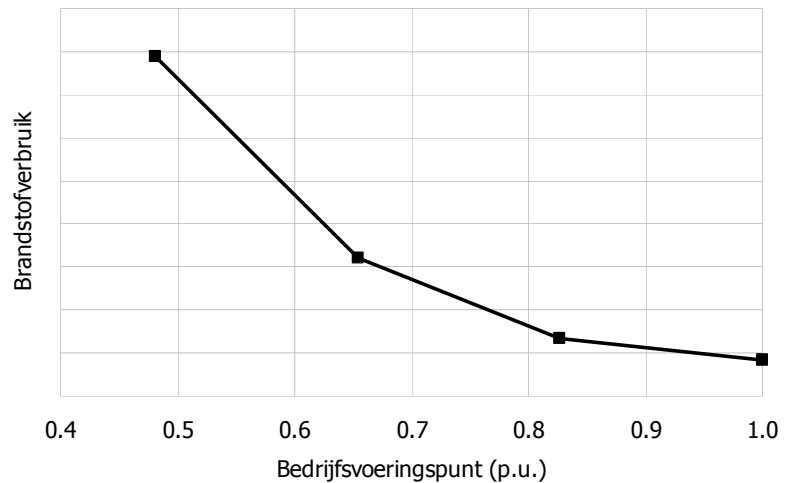
### **Modellering Technologieën in PowrSym3**

De verschillende opwekkingstechnologieën in het Nederlandse systeem worden elk afzonderlijk met een afgestemd model beschreven, gebaseerd op jarenlange operationele ervaring bij de SEP. Onderstaand zullen per productietechnologie de belangrijkste modelaspecten kort worden toegelicht: individuele eenheden worden hier wegens vertrouwelijkheid niet genoemd. Er wordt onderscheid gemaakt tussen bestaand kern, kolen en gasvermogen, nieuw kolen en gasvermogen en een groot aantal technologie-opties binnen de brandstofopties, waaronder WKK en CO<sub>2</sub>-afvang en opslag.

### Bestaand Kolenvermogen

De gemodelleerde aspecten van bestaand kolenvermogen zijn:

- Minimale draai- en stilstandtijd
- Minimum en maximum vermogen
- Maximale ramp rate
- Definitie van het rendement (uitgedrukt in kJ/kWh) door middel van een vierpunts piecewise-linear curve (zie figuur)
- Aanname voor de start- en stopkosten en overige variabele exploitatiekosten
- Inschatting voor het gepland en ongepland onderhoud
- Emissies (ton/MWh SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO<sub>2</sub>)
- Brandstofkosten (voor bestaand en nieuw kolenvermogen gebaseerd op 7% biomassa bijstook)



Figuur 1 : Brandstofverbruik van een kolencentrale (voorbeeld)

Het kan worden opgemerkt dat de uitstoot van nieuwe eenheden als bruto-uitstoot is gemodelleerd: mogelijk te stellen eisen aan de uitstoot van SO<sub>2</sub> en NO<sub>x</sub> van nieuwe eenheden zijn niet meegenomen. Dit kolenvermogen heeft in PowrSym3 een minimale draai- en stilstandtijd van 16 uur gekregen. Dit betekent in de praktijk dat kolengestookte eenheden altijd in bedrijf zijn (vermogen tussen minimum- en maximum vermogen), tenzij er gedurende langere tijd sprake is van zeer lage prijzen: de eenheid kan bijvoorbeeld gedurende het weekend uit bedrijf worden gehaald. Een en ander is overigens niet conform de huidige praktijk, waarin een must-run bedrijfsvoering wordt gehanteerd.

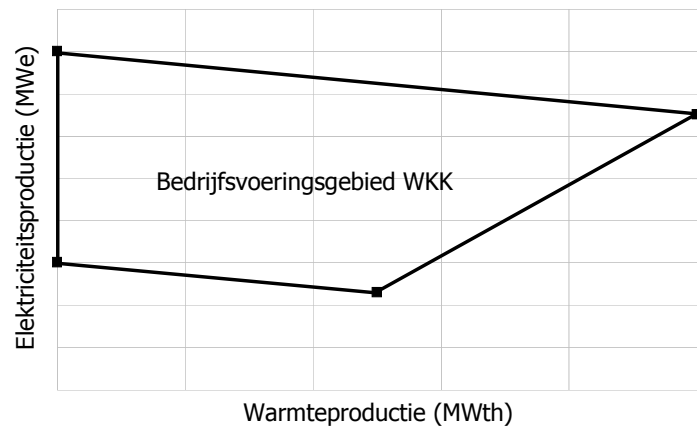
### Kolenvermogen WKK

Kolenvermogen met WKK (zowel stadsverwarming als industriële WKK) is op een vergelijkbare wijze gemodelleerd als kolenvermogen zonder WKK. De eenheid kan echter naast elektriciteit, eventueel samen met andere op het zelfde warmtegebied aangesloten warmtekracht eenheden en/of hulpwarmte ketels en warmtebuffers, ook warmte leveren. De lokale warmtevraag is daartoe voor een aantal gebieden in Nederland op uurbasis gedefinieerd.

Voor het aspect warmtelevering zijn voor elke WKK eenheid een aantal extra attributen gedefinieerd. Ten eerste is de bedrijfsvoering van de eenheid gedefinieerd door middel van een zogenaamd realiseringsgebied, waarmee een gebied wordt gedefinieerd van toegestane combinaties van elektriciteitsproductie (MWe) en warmteproductie (MWth), zoals ook weergegeven in figuur 2. Daarnaast is de rendementsdefinitie uitgebreid voor het leveren van warmte volgens de formule:

$$\eta = A + P_e(B + CP_e) + D_{th}(D + ED_{th}) + FP_e D_{th} + GI_{th}$$

waarin A, B, C, D, E, F, and G invoercoëfficiënten zijn, D<sub>th</sub> warmteproductie voor stadsverwarming (MW<sub>th</sub>), I<sub>th</sub> stoomproductie voor industrie (MW<sub>th</sub>) en P<sub>e</sub> geleverd elektrisch vermogen (MWe).



Figuur 2: Bedrijfsvoeringsgebied van een WKK, zoals gemodelleerd in PowrSym

PowrSym3 zet de beschikbare eenheden zodanig in dat de totale kosten voor het dekken van elektriciteit en warmte door het systeem als geheel minimaal zijn.

### **Nieuw Kolenvermogen**

Voor nieuw te bouwen kolenvermogen zal in een eenheids grootte van 800 MW worden aangehouden, een maximaal rendement van 44.5% en een curve conform Fig. 1. Deze eenheden zullen evenals bestaande koleneenheden geen must-run status krijgen en worden ingezet volgens economische optimalisatie, rekeninghoudend met minimale draai- en stilstandtijden (16 uur) en startkosten. Hierdoor is het mogelijk dat een nieuwe koleneenheid weekend start/stop-bedrijf draait. Er wordt voor nieuw kolenvermogen uitgegaan van een voorziene onbeschikbaarheid van 6% en een onvoorziene onbeschikbaarheid van 4%, op basis van voor dit project vastgesteld aannames. Het kan worden opgemerkt dat gegevens van TenneT<sup>4</sup> een hogere voorziene en onvoorziene onbeschikbaarheid van 8% en 7% vermelden. Overige aspecten worden afgeschat op basis van de meest moderne koleneenheden in de database van PowrSym3, waarbij voor nieuwe koleneenheden niet wordt verondersteld dat er biomassa wordt bijgestookt.

### **Nieuw Kolenvermogen CCS**

Voor deze studie zal een aantal koleneenheden worden toegevoegd aan de database van PowrSym3 met Carbon Capture and Sequestration (CCS). De modellering van kolencentrales met CCS (eenheids grootte 640 MW, poederkool met scrub-installatie) vindt op een vergelijkbare wijze plaats als een nieuwe kolentrale zonder, echter met een rendement van maximaal 35.5% en een curve conform Fig. 1 en een minimaal vermogen van 320 MW (50% geïnstalleerd vermogen, op basis van poederkool). Daarnaast worden de kosten voor CO<sub>2</sub>-uitstoot anders berekend. Bij conventioneel kolenvermogen worden de CO<sub>2</sub>-kosten bepaald door de totale uitstoot van CO<sub>2</sub> (ton) te vermenigvuldigen met vastgelegde CO<sub>2</sub>-prijs (€/ton). Voor kolenvermogen met CCS is het afvangpercentage CO<sub>2</sub> is vastgesteld op 82%. De afgevangen CO<sub>2</sub> wordt afgevoerd, wat bepaalde kosten met zich meebrengt, terwijl voor de rest-uitstoot de systeemprijs voor CO<sub>2</sub>-uitstoot wordt genomen. De totale kosten voor CO<sub>2</sub>-uitstoot, -afvang en -verwerking worden door PowrSym3 integraal berekend op grond van de formule:

$$\text{Kosten CO}_2 = \text{CO}_2\text{-uitstoot} * (0.82 * \text{CO}_2\text{-afvoerkosten} + 0.18 * \text{CO}_2\text{-prijs})$$

De CO<sub>2</sub>-prijs en CO<sub>2</sub>-afvoerkosten zijn de per scenario vastgestelde prijzen in €/ton.

### **Gasvermogen STEG**

Gasvermogen wordt op een vergelijkbare manier als kolenvermogen gemodelleerd, echter met eenheid-specifieke waarden voor gasvermogen voor draai- en stilstandtijd, minimaal en maximaal vermogen, ramp rate, rendement, start- en stopkosten, gepland en ongepland onderhoud en brandstof- en andere variabele operationele kosten. STEGs stoten alleen CO<sub>2</sub> en NO<sub>x</sub> uit; geen SO<sub>2</sub>. De inzet van alle gasgestookte STEGs wordt bepaald door PowrSym3 op basis van economische optimalisatie.

### **Gasvermogen STEG niet-industriële WKK**

STEGs met WKK worden gemodelleerd als een STEG zonder WKK onder medeneming van extra parameters voor warmte-leverende eenheden, zoals ook voor kolenvermogen met WKK. De inzet van deze WKKs wordt gedaan op basis van kostenoptimalisatie voor zowel warmte- als elektriciteitslevering. Bij de inzet van dit vermogen wordt de warmtevraag in het desbetreffende warmtegebied meegenomen, naast de aanwezigheid van andere WKK-eenheden in het warmtegebied en de aanwezigheid van warmteboilers en/of -buffers. Voor de huidige STEG-eenheden met warmtevraag zijn zowel lokale warmtevraag-profielen per stedelijk gebied als stoomvraag voor de industriële eenheden gemodelleerd op basis van historische gegevens, beschikbaar gesteld door TenneT.

### **Gasvermogen STEG Industrie WKK**

Deze eenheden leveren stoom en/of hete rookgassen en worden op een vergelijkbare manier gemodelleerd als gasvermogen STEG WKK. Wegens de kritische levering van stoom en/of rookgassen voor industriële processen, staan deze eenheden echter als must-run aangemerkt: de huidige bedrijfsvoering van deze eenheden is gebaseerd op een zeker, continu bedrijf gedurende dag en nacht, maar met de mogelijkheid tot terugregelen tijdens de off-peak indien gewenst. Aanpassingen van de bedrijfsvoering en de installatie van warmteboilers voor vergrote operationele flexibiliteit wordt in deze Quick-Scan onderzocht als opslag-alternatief.



### **Gas Overig Industrie WKK**

Voor overig industrieel vermogen, dat buiten bovenstaande categorieën valt (overig industrieel vermogen en afvalverbranding), geldt dat een geaggregeerd model is gebruikt om de inzet hiervan te bepalen. Het inzet patroon is 50% vast en varieert voor 50% met de systeembelasting. Brandstofverbruik en uitstoot van emissies worden ook geaggregeerd berekend. Afval-verbrandingsinstallaties (AVI's) hebben een vol-continu bedrijf wegens doorzet van afval.

### **Gas Hoogoven**

Hoogoven gasvermogen is op een vergelijkbare manier gemodelleerd als STEG, echter met andere rendementen. Voor de hoogovengasgestookte eenheden geldt een specifiek must-take brandstofpatroon, omdat hoogovengas verplicht wordt afgenomen.

### **Gasmotoren Tuinbouw WKK**

In de afgelopen jaren is er een aanzienlijke toename geweest van het gebruik van WKK met gasmotoren in met name de tuinbouw. Eind 2007 wordt verwacht dat er een totaal opgesteld vermogen van 3 GW zal zijn, waarvan 2.4 GW in de tuinbouw. In de simulatieberekeningen wordt uitgegaan van een verdere groei van het tuinbouw WKK-vermogen tot 3 GW in 2020. De elektriciteitproductie uit WKK-vermogen door gasmotoren in de tuinbouw is door de installatie van volledige back-up warmteboilers en warmtebuffers zeer flexibel en wordt in toenemende mate ingezet op marktprijzen, waarbij warmtevraag kan worden gedekt tijdens off-peak uren door de boilers en/of buffers. In de berekeningen zijn alle tuinbouw gasmotoren geaggregeerd tot één eenheid met een maximum vermogen van 3 GW en CO<sub>2</sub>-uitstoot (gebruik van CO<sub>2</sub> in kassen wordt verwaarloosd). Voor de inzet van deze eenheden is een minimum inzetpatroon gedefinieerd, gebaseerd op een inschatting van dat deel van het WKK-vermogen dat niet variabel is. Het model krijgt vervolgens de vrijheid om de bedrijfsvoering te optimaleren op basis van kosten binnen het minimum en maximum vermogen.

### **Gasvermogen Overig**

Overig reeds opgesteld gasvermogen betreft met name pieklust gasturbines, met weinig/geen draaiuren.

### **Gasvermogen STEG Nieuw**

Voor nieuw te bouwen aardgas gestookt STEG-vermogen zal in een eenheidsgrootte van 400 MW worden aangehouden, een maximaal rendement van 56% en een curve conform Fig. 1. Overige aspecten worden afgeschat op basis van de meest moderne STEG-eenheden in de database van PowrSym3.

### **Gasvermogen STEG Industrie Nieuw WKK**

Nieuw STEG-vermogen WKK voor de industrie wordt op een vergelijkbare manier gemodelleerd als reeds bestaand industrieel STEG-vermogen, echter met een thermisch en elektrisch rendement bij vollast van 40% en 50%. Daarnaast zijn voor deze nieuwe eenheden nieuwe stoomvraagprofielen ontwikkeld op basis van ter beschikking gestelde informatie van TenneT en ECN. Tenslotte is aangenomen dat nieuwe industriële WKK al een zekere operationele flexibiliteit zal hebben in de vorm van warmteboilers.

### **Nucleair Vermogen**

De modellering van nucleair vermogen is vergelijkbaar met die van kolenvermogen, echter met andere modelwaarden. Nucleair vermogen staat standaard op maximaal vermogen, heeft geen regelmogelijkheden (ramp rate is 0) en stoot geen emissies uit.

### **Nieuw Biomassavermogen**

Biomassavermogen wordt gemodelleerd op basis van een gasgestookte eenheid met een rendement van maximaal 35% en geen CO<sub>2</sub>-uitstoot. Er wordt uitgegaan van een eenheidsgrootte van 100 MW.

### **Overig Kleinschalig**

Inclusief micro-WKK bij huishoudens, is op een vergelijkbare manier gemodelleerd als overig gasvermogen. Dit kleinschalige vermogen is via aggregatie gemodelleerd met een lage bedrijfstijd van 20% gedurende de winter, en nul gedurende de zomer.

## Uitgangspunten Simulaties

Alle te draaien simulaties omvatten een volledig jaar (365 dagen) in stappen van een uur (8760 uur). Omdat met verschillende oplossingsvarianten en simulatiescenario's en -varianten wordt gewerkt, wordt voor elk alternatief, scenario en elke variant een aparte simulatie gedraaid, op basis van verschillende invoervariabelen voor PowrSym3. Voor elke simulatie zal worden geverifieerd dat een gelijke hoeveelheid elektriciteit (TWh elektrisch) en warmte (TWh thermisch) is geproduceerd. De belangrijkste, algemeen geldende invoervariabelen worden hieronder kort toegelicht, daarna volgen de invoervariabelen die per simulatie verschillen.

### Interconnectiecapaciteit

Voor deze studie is totale interconnectiecapaciteit vastgesteld op basis van schattingen van TenneT voor 2014, namelijk 7.35 GW interconnectiecapaciteit. De importcapaciteit per land is dan als volgt: Nederland met Noorwegen 700 MW HVDC, het Verenigd Koninkrijk 1000 MW HVDC, België/Frankrijk 2300 MW en Duitsland 5000 MW. Hierbij wordt als additionele beperking meegenomen dat de *netto import/exportcapaciteit* van Nederland met België/Frankrijk en Duitsland *samen* beperkt is tot 5650 MW. Transportverliezen voor de interconnecties met België/Frankrijk en Duitsland en ook voorziene- en niet-voorzijene onbeschikbaarheid worden als verwaarloosbaar klein verondersteld. Voor de transportverliezen van NorNed wordt uitgegaan van een turn-around efficiency van 90%, op basis van gegevens van TenneT TSO. De beschikbaarheid van interconnectiecapaciteit van België/Frankrijk en Duitsland wordt op 100% verondersteld, voor de verbindingen met Noorwegen en het Verenigd Koninkrijk is die 98%.

### Marktorganisatie

Voor deze studie wordt een impliciete veiling van interconnectiecapaciteit verondersteld. Daarnaast wordt ervan uitgegaan dat internationale uitwisseling tot op het uur voor uitvoering kan worden aangepast (internationale adjustment markt volgens huidig model Nord Pool, Scandinavië). Voor de simulaties geldt dat het gehele gemodelleerde systeem, inclusief buitenland, wordt geoptimaliseerd naar kosten, waarbij voor alle simulaties de CO<sub>2</sub>-kosten zijn geïnternaliseerd. Overige milieukosten worden berekend op grond van de uiteindelijke hoeveelheid GWh geproduceerd per technologie door het systeem als geheel (dus opnieuw inclusief buitenland).

De gehanteerde veronderstellingen van een goed functionerende West-Europese markt en een gegarandeerde interconnectiecapaciteit van 7.35 GW betekent dat deze interconnectiecapaciteit elk uur volledig beschikbaar is voor de markt: internationale uitwisseling worden in PowrSym3 dan ook bepaalde op basis van prijsverschillen tussen Nederland en het buitenland. Hierbij verdient windvermogen speciale aandacht: onder deze aanname geldt dat Nederlands windvermogen, indien noodzakelijk en optimaal vanuit kostenperspectief, zal worden geëxporteerd naar het buitenland zolang de prijzen in het buitenland niet nul/negatief zijn. Tegelijkertijd geldt dat het buitenland een belangrijke bufferfunctie vervult in het naar elkaar toe laten groeien van productiekosten peak/off-peak, wat invloed heeft op de bedrijfsvoering en opbrengsten van alternatieven voor energie-opslag.

### Scenario's: Business as Usual en Real Energy Transition

Deze twee scenario's bevatten verschillende combinaties van de invoervariabelen kolenprijs, gasprijs, CO<sub>2</sub>-emissiekosten, CO<sub>2</sub>-afvoerkosten voor koleneenheden met CCS en het jaarlijkse Nederlandse elektriciteitsverbruik. Verder geldt voor de scenario's een ander opgesteld productiepark, zoals weergegeven in tabel 1.

De belangrijkste verschillen tussen het geïnstalleerde vermogen in de scenario's worden als volgt verklaard. In het scenario 'Real Energy Transition' wordt de CO<sub>2</sub>-prijs dusdanig hoog dat een aantal van de bestaande koleneenheden worden voorzien van CCS en een aantal oudere eenheden uit bedrijf worden genomen. Ook wordt er als geheel minder kolenvermogen in bedrijf genomen dan in 'Business as Usual'. Verder zal er in de industrie extra WKK vermogen in bedrijf worden genomen en neemt kleinschalige WKK een vlucht.



### Varianten: Business as Usual en Real Energy Transition

In totaal zullen van elk scenario twee verschillende varianten worden gedraaid, zowel een 'hoog-' als een 'laag'-variant voor de scenario's Business as Usual (BaU) en Real Energy Transition (RET). In onderstaande tabel 2 staan de relevante gegevens per variant aangegeven.

Productiepark PowrSym3 <i>exclusief windvermogen</i>		Business as Usual	Real Energy Transition
Kolen, incl. WKK	GW	4.2	4.2
<i>Kolen Nieuw</i>	<i>GW</i>	<i>6.4</i>	<i>0</i>
<i>Kolen CCS</i>	<i>GW</i>	<i>0</i>	<i>5.2</i>
<i>Kolen Oud</i>	<i>GW</i>	<i>0</i>	<i>-2.8</i>
<b>Totaal Kolen</b>	<b>GW</b>	<b>10.6</b>	<b>6.6</b>
Gas STEG, incl. WKK	GW	6.5	6.5
Gas STEG Industrie WKK	GW	1.2	1.2
Gas Overig Industrie WKK	GW	2.0	2.0
Gas Hoogoven, incl. WKK	GW	0.9	0.9
Gasmotoren Tuinbouw WKK	GW	3.0	3.0
Gas Overig	GW	2.4	2.4
<i>Gas STEG Nieuw (incl. 0.8 GW WKK)</i>	<i>GW</i>	<i>3.3</i>	<i>1.4</i>
<i>Gas STEG Industrie Nieuw WKK</i>	<i>GW</i>	<i>2.5</i>	<i>2.5</i>
<b>Totaal Gas</b>	<b>GW</b>	<b>21.8</b>	<b>19.9</b>
Kern	GW	0.4	0.4
<i>Biomassa Nieuw</i>	<i>GW</i>	<i>0.5</i>	<i>0.3</i>
<i>Overig Kleinschalig Nieuw WKK</i>	<i>GW</i>	<i>0.5</i>	<i>1.1</i>
<b>Totaal</b>	<b>GW</b>	<b>33.8</b>	<b>28.3</b>
<i>Toename</i>	<i>GW</i>	<i>13.2</i>	<i>7.7</i>

Tabel 1: Scenario's Business and Usual en Real Energy Transition

Brandstof- en CO <sub>2</sub> -kosten		Business as Usual		Real Energy Transition	
		Laag	Hoog	Laag	Hoog
Kolen	€/GJ	2.0	2.0	2.0	4.9
Aardgas	€/GJ	4.7	6.8	6.8	7.1
CO <sub>2</sub> -emissiekosten	€/ton	19	38	38	76
CO <sub>2</sub> -afvoerkosten	€/ton	-	-	10	10
Elektriciteitsverbruik	TWh/jaar	159	159	137	137

Tabel 2: Varianten hoog en laag voor scenario's Business and Usual en Real Energy Transition

### Varianten: Windvermogen

Tijdens de workshop is een drietal varianten vastgesteld voor het opgestelde windvermogen. Voor het jaar 2020 is zowel een windvermogen penetratie van 7.5 GW (4 GW onshore, 3.5 GW offshore) en 10 GW (4 GW onshore, 6 GW offshore) vastgesteld. Verondersteld wordt dat de opgestelde vermogens van de conventionele productieparken hierdoor niet beïnvloed worden. In een gevoeligheidsanalyse zal ook een grotere hoeveelheid windvermogen (15 GW) worden bekeken.

### Alternatieven: Base-Case (STEG) / Energie-opslag / NorNed II / WKK Flex

In totaal zal worden gekeken naar vijf alternatieven: Energie-opslag, dat zelf weer bestaat uit drie mogelijkheden (Energie-eiland, OPAC en CAES), een tweede kabel naar Noorwegen (NorNed II) en flexibilisering van bestaande warmte-kracht eenheden (WKK-Flex). Voor elk scenario (BaU - RET / laag-hoog / 7.5 GW – 10 GW wind) zal elk van deze vijf alternatieven worden vergeleken met een base-case: in totaal zijn er dus 8 base-cases. Bij de simulaties wordt meegenomen dat elk alternatief in meer of mindere mate ander vermogen (STEG) zal vervangen: een gelijkblijvende Loss-of-Load-Expectancy (LOLE) voor het Nederlandse systeem als geheel in de base-case is hier het uitgangspunt.

Naast de alternatieven wordt een aantal gevoeligheden beschouwd om de robuustheid van de uitkomsten te kunnen bepalen voor de gehanteerde aannames.

#### **Gevoeligheid: Meer Windvermogen (*Gw15*)**

De baten van opslag hangen samen met de hoeveelheid geïnstalleerd windvermogen. Om de gevoeligheid van de uitkomsten van deze studie hiervoor te toetsen zal een windvermogenvariant worden bekeken die verder in de toekomst ligt, te weten 15 GW (4 GW onshore, 11 GW offshore).

#### **Gevoeligheid: Geen Export naar D, B-F, UK (*Gexp*)**

Om een indruk te krijgen van de betekenis van energie-opslag voor het Nederlandse systeem afzonderlijk, zal een gevoeligheidsanalyse worden gedraaid voor een scenario waarbij het niet mogelijk is om elektriciteitsoverschotten, zoals bijvoorbeeld door grootschalig windvermogen, naar Duitsland, België-Frankrijk of Groot Brittannië te transporteren. Noorwegen blijft echter wel beschikbaar voor export. Met deze gevoeligheidsanalyse, die voor alle alternatieven wordt uitgevoerd, wordt extra inzicht worden verkregen in de invloed van internationale uitwisseling en in de baten van energie-opslag specifiek voor het Nederlandse systeem en voor de inpassing van grootschalig windvermogen.

#### **Gevoeligheid: Must-Run Status Kolenvermogen (*Gmrun*)**

Bij de bepaling van de baten van energie-opslag van het Nederlandse systeem is de technische ruimte voor de inpassing van wind een belangrijke parameter. Wanneer kolenvermogen niet uit bedrijf kan worden genomen wegens een must-run status, is er op momenten van lage belasting en een groot windaanbod minder inpassingsruimte voor dit windvermogen, met mogelijk meer weggegooid wind tot gevolg.

#### **Gevoeligheid: Lage en Hoge Prijzen Buitenland (*Glow, Ghigh*)**

De baten van opslag hangen voor een belangrijk deel samen met de prijzen in omliggende landen dan wel de prijsverschillen tussen Nederland en de omliggende landen (België/Frankrijk, Duitsland, Noorwegen en het Verenigd Koninkrijk). De gevoeligheid van de opbrengst van het alternatief met de meest operationele kostenbesparingen wordt bekeken door voor het basisscenario een hoog en een laag prijsscenario in het buitenland door te rekenen. Voor België/Frankrijk, Duitsland en het Verenigd Koninkrijk wordt bekeken in hoeverre de prijzen verschillen wanneer een andere marginale eenheid wordt aangenomen (in Frankrijk bijvoorbeeld gasgestookt vermogen in plaats van kernenergie tijdens de piek).

#### **Gevoeligheid: Kolenvermogen in plaats van STEG (*Gfuel*)**

De samenstelling van het Nederlandse productiepark als geheel bepaalt de kosten van de elektriciteitsvoorziening. Er kan onderscheid worden gemaakt tussen basislastvermogen (kolen, kern) dat gedurende een groot aantal uren van het jaar draait, en midden/peiklastvermogen (gas), dat minder bedrijfsuren maakt. Basislastvermogen heeft hoge vaste kosten, maar lage variabele kosten, midden/peiklastvermogen kenmerkt zich door lage vaste kosten, maar hogere variabele kosten. Met deze gevoeligheidsanalyse wordt bekeken in hoeverre een andere mix tussen kolenvermogen en STEG toegevoegde waarde zou hebben voor de Nederlandse elektriciteitsvoorziening als geheel. Deze gevoeligheidsanalyse geeft tegelijkertijd inzicht in de 'optimaliteit' van de onderzochte brandstofmixen.

#### **Gevoeligheid: Dimensionering Opslag (*Gdim*)**

Om de invloed van het ontwerp van een opslag-eenheid op de operationele baten daarvan te laten zien, zal voor de OPAC een additionele simulatie worden gedraaid. Voor het ontwerp voor deze gevoeligheidsanalyse wordt uitgegaan van een reservoir van 8 GWh in plaats van 16 GWh.

#### **Overzicht van alle gedraaide simulaties**

In onderstaande tabel 3 zijn alle (70) gedraaide simulaties overzichtelijk weergegeven.

Scenario/Wind	BUL 7.5	BUH 7.5	RTL 7.5	RTH 7.5	BUL 10	BUH 10	RTL 10	RTH 10	Gw15	Gexp	Gmrun	Glow	Ghigh	Gfuel	Gdim
Base															
CAES															
E-Eiland															
OPAC															
NorNed2															
WK-Flex															

Tabel 3: Simulaties

## Modellering Energie-Opslag Alternatieven

In totaal worden vijf alternatieven voor energie-opslag bekeken. De modellering hiervan is op basis van de door de projectontwerpers geleverde gegevens en wordt hieronder in detail besproken. Daarnaast worden voor een totaaloverzicht de gegevens genoemd die buiten PowrSym3 om in WP3 zullen worden gebruikt. Het Nederlandse systeem zal voor alle alternatieven een gelijke betrouwbaarheid hebben.

### Alternatief 0: STEG

Voor de base-case wordt zo'n 1600 MW aan STEG-vermogen verondersteld, dit vermogen is onderdeel van het productiepark voor de scenario's BaU en RET. EE, OPAC en CAES zullen als alternatieven een deel van dit STEG-vermogen vervangen, het vervangen vermogen wordt bepaald op basis van gelijkblijvende betrouwbaarheid van het systeem als geheel (bepaling capacity credit van de opslagalternatieven op basis van gelijke Loss Of Load Expectancy). De STEG base-case heeft de volgende eigenschappen:

- 4 STEG-turbines van 400 MW elk, totaal base-case 1600 MW
- Rendement van 56%, met efficiency-curve volgens Fig. 1
- Gepland en ongepland onderhoud per turbine 6% en 4%
- Variabele operationele kosten 3.50 EUR/MWh
- Startkosten 45 kEUR per STEG per keer

### Alternatief 1a: Energie-Eiland

Het energie-eiland betreft een valmeer in de Noordzee van ongeveer zes bij tien kilometer. Het reservoir in het eiland heeft een niveauverschil van -31 tot -42 m. ten opzichte van de omringende zee. Het model:

- 12 Francis turbine-eenheden 139 MW elk, totaal energie-eiland 1667 MW
- Maximaal turn-around cycluserendement per turbine 76.5%, minimaal 44.9%, variërend tussen waterniveauverschillen tussen reservoirs met curve gemodelleerd via 6 punten piece-wise linear
- Maximaal opwekvermogen 1667 MW, minimaal opwekvermogen 1333 MW, lineair variërend tussen waterniveauverschillen tussen reservoirs
- Pompvermogen 1500 MW, onafhankelijk van waterniveau in reservoir
- Reservoirgrootte 20 GWh
- Gepland en ongepland onderhoud per turbine 2% en 2%
- Variabele operationele kosten 0.57 EUR/MWh (zie OPAC)
- Geen lekverliezen

### Alternatief 1b: OPAC Limburg

De ondergrondse pompaccumulatie opslagcentrale betreft een opslagcentrale met vast hoogteverschil tussen de reservoirs, waarvan één reservoir en alle turbines 1400 m. ondergronds liggen. In overleg met Haskoning is besloten om uit te gaan van een groter reservoir dan in het oorspronkelijke ontwerp (investeringskosten in WP3 zijn hoger dan voor het eerder gepresenteerde ontwerp). De gemodelleerde parameters zijn:

- 7 Kaplan turbine-eenheden 200 MW elk, totaal OPAC 1400 MW
- Vast turn-around cyclusrendement per turbine 79%
- Vast opwek- en pompvermogen 1400 MW
- Reservoirgrootte 16 GWh
- Gepland en ongepland onderhoud per turbine 2% en 2%
- Variabele operationele kosten 0.57 EUR/MWh
- Geen lekverliezen

### **Alternatief 1c: CAES**

Compressed Air Energy Storage omvat in feite een STEG met een elektrische compressor, waardoor compressie en expansie van lucht worden ontkoppeld in de tijd. Bij elektriciteitsopwekking wordt aardgas verbrandt onder toevoeging van de geëxpandeerde lucht. De gemodelleerde parameters zijn:

- 5 STEG-eenheden van 300 MW elk, totaal CAES 1500 MW
- Turn-around cyclusrendement van 59.5%
- Opwekefficiëntie in PowrSym3 100%
- Pompefficiëntie in PowrSym3 181% onder verbranding van 4.1 GJ/MWh aardgas, samen een turn-around energierendement van dan 59.5%
- Opwekvermogen 1500 MW
- Pompvermogen 1500 MW
- Reservoirgrootte 20 GWh
- Gepland en ongepland onderhoud per STEG 6% en 4%
- Variabele bediening- en onderhoudskosten 3.5 EUR/MWh geproduceerd
- Startkosten 35 kEUR per STEG per keer
- Geen lekverliezen

### **Alternatief 2: NorNed II**

NorNed II omvat een verdrievoudiging van de interconnectiecapaciteit tussen Nederland en Noorwegen. Een en ander is gemodelleerd op basis van gegevens van TenneT. Dit alternatief vervangt ook een zekere hoeveelheid STEG-vermogen, vastgesteld met de LOLE-methode.

- 2 x 700 MW HVDC zee kabel, totaal 1400 MW additionele interconnectiecapaciteit met Noorwegen. Totale interconnectiecapaciteit met Noorwegen wordt dan 2100 MW
- Cyclusrendement van 90%
- Gepland en ongepland onderhoud per kabel 1% en 1%
- Variabele bediening- en onderhoudskosten 0 EUR/MWh

### **Alternatief 3: WKK-Flex**

WKK-Flex omvat de installatie van warmtebuffers en/of warmteboilers bij bestaande WKK-eenheden stadsverwarming en indien mogelijk en zinvol van warmteboilers bij de industrie, waardoor een additionele inpassingsruimte van 1500 MW wordt gecreëerd voor windvermogen-. Een locatiescan met experts van NUON en E.On Benelux heeft aangetoond dat de stadsverwarmingsgebieden Amsterdam, Utrecht en Purmerend (NUON) en Rotterdam, Den Haag en Leiden (E.On Benelux) geringe additionele mogelijkheden bieden voor flexibilisering. Ook de industriële WKK's (categorieën Gas STEG industrie WKK, Overig Vermogen) bieden op dit moment nauwelijks mogelijkheden voor flexibilisering. Flexibilisering van deze eenheden is echter technisch mogelijk en vereist geen investeringen in boilers, omdat deze reeds aanwezig zijn: zij worden op dit moment echter niet ingezet om de WKK uit bedrijf te nemen. Dit alternatief vervangt in het geheel geen STEG-vermogen.

- Een totaal vermogen van 2000 MW must-run industriële WKK (900 MW minimaal vermogen) wordt geflexibiliseerd door andere bedrijfsvoering. Warmteboilers met voldoende vermogen om de gehele stoomvraag te kunnen dekken zijn reeds aanwezig op locatie. Deze boilers zijn gasgestookt en hebben een rendement van 95%.

## Overzicht Opslagalternatieven

In tabel 4 zijn de verschillende modelparameters voor de opslagalternatieven Energie-eiland, OPAC en CAES en het STEG-vermogen in de base-case nog eens naast elkaar gezet. Het kan worden opgemerkt dat de verschillen in bijvoorbeeld het omzettingsrendement en de reservoirgrootte een belangrijke invloed zullen hebben op de optimale inzettingsstrategie van de opslageenheid door PowrSym3. Het is daarom goed om te vermelden dat de gehanteerde modellen in nauwe samenwerking met de experts van de verschillende opslagconsortia tot stand zijn gekomen.

Alternatieven Opslag		0 Base-Case STEG	1a Energie- Eiland	1b OPAC	1c CAES
Geïnstalleerd Vermogen	GW	1.6	1.67	1.4	1.5
Aantal turbines		4	12	7	5
Opwekvermogen	GW	1.6	1.33-1.67	1.4	1.5
Pompvermogen	GW	-	1.67	1.4	1.5
Opslagcapaciteit	GWh	-	20	16	20
Cycluserendement	%	-	45-77	79	60
Geplande Niet-Beschikbaarheid	%	6	2	2	6
Ongeplande Niet-Beschikbaarheid	%	4	2	2	4
Variabele Bediening- en Onderhoudskosten	EUR/MWh	3.5	0.6	0.6	3.5
Startkosten per keer	kEUR	180	0	0	180

Tabel 4: Samenvatting van de modellering van de opslag-alternatieven en de base-case

## Resultaten

Deze quick-scan naar de baten van opslag is met name opgezet om de mogelijkheden van energie-opslag in het Nederlandse systeem voor de inpassing van grootschalig windvermogen te verkennen. Allereerst worden daarom de simulatieresultaten gepresenteerd voor de verandering van de hoeveelheid niet-inpasbare windenergie door toepassing van energie-opslag. Vervolgens worden de operationele kostenbesparingen gepresenteerd en de inzet van opslag besproken, en tenslotte de emissies. Een samenvatting in tabelvorm van alle resultaten wordt getoond in tabel 8.

### Verandering Niet-Inpasbare Windenergie

Uit de simulatieresultaten blijkt dat, bij de gekozen aannames voor de basissimulaties, er geen sprake is van niet-inpasbare windenergie voor alle base-cases in alle scenario's. Hoewel energie-opslag additionele ruimte biedt, is er reeds voldoende inpassingsruimte en kan opslag dus niet worden benut om meer windenergie in te passen (tabel 5). Dit resultaat kan in perspectief worden gezet met eerder studies door TenneT door de volgende aannames in ogenschouw te nemen: een goed functionerende West-Europese markt, waardoor Nederland te allen tijde een exportpotentieel heeft van 7.35 GW (door TenneT werden eerder vaste importen vanuit het buitenland verondersteld); een hogere vraag (159 en 137 TWh in 2020 ten opzichte van 127 TWh in 2012 door TenneT) en een flexibeler inzet van kolenvermogen en tuinders, waardoor additionele inpassingsruimte wordt gecreëerd voor windenergie.

Scenario		BUL	BUH	RTL	RTH	BUL	BUH	RTL	RTH
<b>Windvermogen</b>		7.5	7.5	7.5	7.5	10	10	10	10
<b>Aanbod</b>		20829	20829	20829	20829	29289	29289	29289	29289
<b>Alternatief</b>	CAES	0	0	0	0	0	0	0	0
	Energie Eiland	0	0	0	0	0	0	0	0
	NorNed2	0	0	0	0	0	0	0	0
	OPAC	0	0	0	0	0	0	0	0
	WKK-Flex	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabel 5: Verandering niet-inpasbare windenergie ('weggegooid wind') door inzet van opslagalternatieven

Hoewel energie-opslag dus niet noodzakelijk is voor de inpassing van windvermogen, kan de inzet van energie-opslag kan echter toegevoegde waarde bieden voor het systeem als geheel.

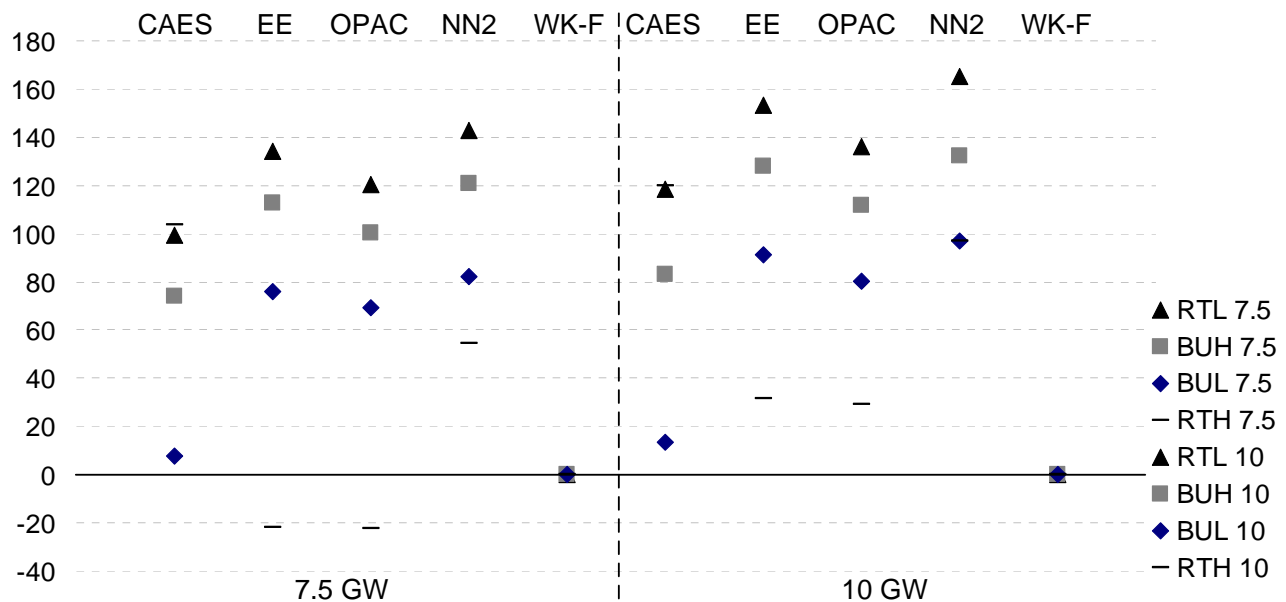
### Besparingen Operationele Kosten

Energie-opslag in het Nederlandse systeem bespaart voor vrijwel alle scenario's operationele kosten (tabel 6), waarbij geldt dat meer wind in het systeem de kostenbesparingen doet toenemen. Het verschil tussen de opwekkingskosten voor gas en kolen speelt een cruciale rol voor de baten van opslag: een klein verschil (RTH) levert lagere opbrengsten voor het Energie-eiland, NorNed2 en OPAC. De operationele kostenbesparingen nemen daarnaast toe bij een ruimer systeem (lagere elektriciteitsvraag in Renewable Energy Transition ten opzichte van Business as Usual) en bij toenemende elektriciteitsprijzen. De optie WKK-Flex niet wordt gebruikt. Dit komt omdat er voldoende ruimte is voor de inpassing van grootschalig windvermogen, waardoor er geen noodzaak is voor het uitschakelen van WKK-eenheden (en het daarmee gepaard gaande verlies van WKK-efficiëntie).

De operationele kostenbesparingen staan grafisch afgebeeld in figuur 3, voor een verdere analyse van de besparingen operationele kosten worden nadere gegevens omtrent de inzet van energie-opslag gepresenteerd in tabel 6.

Scenario		BUL	BUH	RTL	RTH	BUL	BUH	RTL	RTH
Windvermogen		7.5	7.5	7.5	7.5	10	10	10	10
Alternatief	CAES	8	74	99	104	13	83	119	120
	Energie Eiland	76	113	134	-22	91	128	153	32
	NorNed2	82	121	143	55	97	132	165	97
	OPAC	69	100	121	-23	80	112	136	29
	WKK-Flex	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabel 6: Besparingen operationele kosten voor het Nederlandse systeem, inclusief verrekening importen en exporten (miljoen EUR/jaar). Deze gegevens staan als grafiek afgebeeld in Figuur 3.



Figuur 3: Besparingen operationele kosten per opslagalternatief per scenario (miljoen EUR/jaar)

Uit tabel 6 blijkt allereerst dat de elektriciteitsproductie/opslag van CAES vrijwel onafhankelijk is van het scenario. Dit kan worden verklaard door het feit dat CAES allereerst efficiënt STEG-vermogen betreft dat gedurende de peak-uren in alle scenario's draait. Om deze eenheid te kunnen laten draaien is opgeslagen perslucht nodig, die gedurende de off-peak gedurende een relatief gering aantal uren wordt ingekocht.



	In	Uit	Elektrische	Productie		In	Uit	Elektrische	Productie
	GWh/j	GWh/j	Efficiëntie	Factor		GWh/j	GWh/j	Efficiëntie	Factor
			%	%				%	%
<b>BUL 7.5</b>					<b>BUL 10</b>				
CA	3117	5632	181%	43%	CA	3169	5728	181%	44%
EE	848	637	75%	4%	EE	933	700	75%	5%
NN2	2722	2456	90%	20%	NN2	2951	2665	90%	22%
OP	1041	823	79%	7%	OP	1122	888	79%	7%
<b>BUH 7.5</b>					<b>BUH 10</b>				
CA	2929	5293	181%	40%	CA	3035	5481	181%	42%
EE	998	746	75%	5%	EE	1065	799	75%	5%
NN2	2863	2581	90%	21%	NN2	3014	2715	90%	22%
OP	1267	998	79%	8%	OP	1223	967	79%	8%
<b>RTL 7.5</b>					<b>RTL 10</b>				
CA	2978	5376	181%	41%	CA	3071	5547	181%	42%
EE	1645	1225	74%	8%	EE	2001	1489	74%	10%
NN2	3104	2795	90%	23%	NN2	3295	2966	90%	24%
OP	1766	1390	79%	11%	OP	2023	1594	79%	13%
<b>RTH 7.5</b>					<b>RTH 10</b>				
CA	3172	5731	181%	44%	CA	3056	5527	181%	42%
EE	3461	2575	74%	18%	EE	3402	2533	74%	17%
NN2	5376	4833	90%	39%	NN2	4905	4412	90%	36%
OP	3149	2484	79%	20%	OP	3145	2482	79%	20%

Tabel 7: Inzet van energie-opslagalternatieven per scenario in GWh/jaar en capaciteitsfactor (%).

Wegens deze karakteristiek – kort laden gedurende off-peak, lang produceren gedurende de peak – en de hoge efficiëntie als gasgestookte eenheid maakt deze eenheid in alle scenario's een aanzienlijk aantal draaiuren. De besparingen in operationele kosten door CAES variëren echter aanzienlijk per scenario wegens verschillende aannames qua brandstof- en CO<sub>2</sub>-kosten.

Wat verder opvalt is de lage capaciteitsfactor voor Energie-Eiland, OPAC en NorNed2, behalve voor RTH. Dit is te verklaren door de verschillen in marginale kosten tussen peak- en off-peak te bekijken. De verschillen in marginale kosten tussen peak en off-peak worden door opslag voor alle scenario's behalve RTH gereduceerd tot 10 à 20 EUR. Energie-Eiland, OPAC en NorNed2 worden dus ingezet op momenten waarop de prijzen maximaal/minimaal zijn om zo te profiteren van 'de krenten uit de pap'. De lagere inzet betekent tevens een lage noodzaak voor het gebruik van opslag, hetgeen ook verklaarbaar is wegens de goede inpasbaarheid van windenergie (geen weggegooid wind voor alle scenario's, zie onder). Voor RTH ligt het algemene niveau van de marginale kosten aanzienlijk hoger, maar tegelijkertijd is het kostenverschil tussen peak en off-peak 35 à 45 EUR: energie-opslag kan aan dit kostenverschil verdienen en wordt op grote schaal ingezet, maar er is wel sprake van een hoge inkoopprijs van elektriciteit voor het opvangen van omzettingsverliezen, wat deze winst tenietdoet.

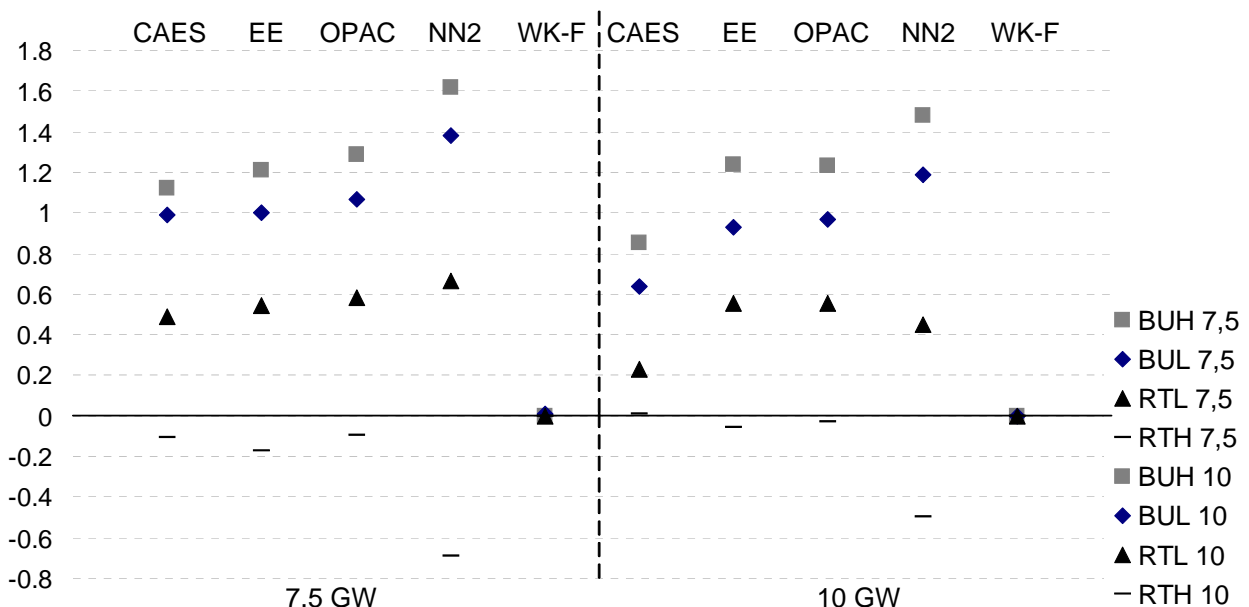
### Verandering Emissies

Wegens voldoende inpassingsruimte voor windvermogen, wordt energie-opslag enkel gebruikt voor het minimaliseren van de totale operationele kosten van het systeem. Het gebruik van energie-opslag maakt een betere benutting van het basislastpark (industriële WKK, kolen kern: alle met lage marginale kosten) mogelijk gedurende off-peak momenten (nacht, weekend). Hierbij worden de veranderingen van uitwisseling met het buitenland expliciet meegenomen: de verandering in uitgestoten emissies als gevolg van een andere import/export worden dan ook verrekend. De totale vraag die door de opwekking wordt afgedekt is per scenario steeds hetzelfde: de brandstofmix verandert echter door gebruik van opslag, waardoor ook de totale emissies veranderen.

Uit de simulaties blijkt dat met name het in Nederland opgestelde kolenvermogen beter benut kan worden. De opgeslagen energie wordt gedurende de peak momenten ingezet om peak-last eenheden (gas STEG, ook wel gasturbines in UK) te vervangen. Deze kolen-voor-gas wissel betekent wel een toename in de

totale uitstoot van emissies van het systeem (Nederland min exports plus imports): kolen stoot per MWh geproduceerd ongeveer tweemaal zoveel CO<sub>2</sub> uit. Daarnaast worden ook additionele emissies uitgestoten in verband met opslagverliezen: een deel van de door koleneenheden geproduceerde energie komt niet in het opslagreservoir terecht. Het is duidelijk dat er bij meer windvermogen, minder additionele CO<sub>2</sub>-emissies zijn: meer wind betekent meer wind in opslag en dus minder ruimte voor de kolen-voor-gas wissel.

De simulatieresultaten laten verder zien dat er sprake is van lagere emissies door gebruik van kolen met CCS in de scenario's RTL en RTH, waardoor emissies ook minder toenemen door het gebruik van energie-opslag dan in de BaU-scenario's: de inzet van energie-opslag voor inpassing van additioneel kolenvermogen betekent deels een inpassing van opwekkingstechnologie met lage CO<sub>2</sub>-emissies. Voor het scenario RTH zijn zelfs additionele emissies bespaard omdat kolenvermogen met CCS beter kan worden benut. Dit verklaart ook waarom de emissiebesparingen voor RTH hoger zijn met 7.5 GW windvermogen ten opzichte van 10 GW windvermogen: bij meer windvermogen is er minder ruimte voor het inpassen van additioneel kolenvermogen met CCS. Wat verder kan worden opgemerkt is dat emissieverandering en de operationele kostenbesparingen niet één op één met elkaar samenhangen: BUH levert de grootste emissietoename op, maar niet de hoogste operationele kostenbesparingen, RTL levert voor Energie-Eiland, OPAC en NorNed 2 de grootste operationele kostenbesparing op maar niet de hoogste emissieverandering. Uit deze studie blijkt duidelijk dat juist het samenspel tussen opslagtechnologie, brandstofprijzen, emissieprijs en de karakteristieken van het productiepark tezamen de uitkomsten bepalen.



Figuur 4: Additionele CO<sub>2</sub>-emissies door gebruik van energie-opslag (Mton/jaar)

De simulatieresultaten voor SO<sub>2</sub>- en NO<sub>x</sub>-emissies zijn ook weergegeven in tabel 8, waarbij dient te worden aangetekend dat maximale niveaus of afvangtechnologieën voor deze emissies niet in de modellering van PowrSym3 zijn verwerkt: de delta's voor deze emissies zijn dus slechts een indicatie. Ook geldt dat het percentage bijstook van biomassa in kolencentrales een belangrijke invloed heeft op de uitkomsten; wordt bijvoorbeeld verondersteld dat kolencentrales met CCS meer dan 18% biomassa zouden bijstoken, dan zouden deze per saldo CO<sub>2</sub>-neutraal worden (0% biomassa bijstook verondersteld, 7% voor kolenvermogen zonder CCS).

Voor de basisscenario's kan worden geconcludeerd dat energie-opslag voor de inpassing van grootschalig windvermogen (tot 10 GW) niet noodzakelijk is. Wel levert energie-opslag besparingen in operationele kosten op voor het systeem als geheel, waarbij wel rekening moet worden gehouden met een verhoogde emissie van CO<sub>2</sub> door de aanzienlijke omzettingsverliezen bij het gebruik van opslag en een substitutie van pieklast-gas door basislast-kolen. De gevoeligheid van deze uitkomsten worden nu verder onderzocht.

	Kosten EUR/jaar	CO2 Mton/jaar	SO2 Mton/jaar	NOx kTon/jaar	WP GWh/jaar		Kosten EUR/jaar	CO2 Mton/jaar	SO2 Mton/jaar	NOx kTon/jaar	WP GWh/jaar
<b>BUL 7.5</b>						<b>BUL 10</b>					
B0						B0					
CA	-8	1.0	1.4	1.7	0.0	CA	-13	0.6	0.8	1.2	0.0
EE	-76	1.0	2.1	1.8	0.0	EE	-91	0.9	1.8	1.6	0.0
NN2	-82	1.4	2.6	2.4	0.0	NN2	-97	1.2	2.2	2.1	0.0
OP	-69	1.1	2.0	2.0	0.0	OP	-80	1.0	1.7	1.8	0.0
WK-Flex	0	0.0	0.0	0.0	0.0	WK	0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>BUH 7.5</b>						<b>BUH 10</b>					
B0						B0					
CA	-74	1.1	1.7	2.0	0.0	CA	-83	0.9	1.2	1.5	0.0
EE	-113	1.2	2.4	2.2	0.0	EE	-128	1.2	2.3	2.1	0.0
NN2	-121	1.6	3.0	2.8	0.0	NN2	-132	1.5	2.7	2.6	0.0
OP	-100	1.3	2.4	2.4	0.0	OP	-112	1.2	2.2	2.2	0.0
WK/Flex	0	0.0	0.0	0.0	0.0	WK	0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>RTL 7.5</b>						<b>RTL 10</b>					
B0						B0					
CA	-99	0.5	1.6	1.6	0.0	CA	-119	0.2	0.9	1.1	0.0
EE	-134	0.5	2.5	2.1	0.0	EE	-153	0.6	2.2	1.9	0.0
NN2	-143	0.7	2.8	2.4	0.0	NN2	-165	0.4	2.3	2.1	0.0
OP	-121	0.6	2.4	2.2	0.0	OP	-136	0.6	2.0	2.0	0.0
WK-Flex	0	0.0	0.0	0.0	0.0	WK	0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>RTH 7.5</b>						<b>RTH 10</b>					
B0						B0					
CA	-104	-0.1	2.0	2.2	0.0	CA	-120	0.0	1.4	1.9	0.0
EE	22	-0.2	2.6	3.7	0.0	EE	-32	-0.1	1.9	3.1	0.0
NN2	-55	-0.7	2.9	1.9	0.0	NN2	-97	-0.5	2.2	1.8	0.0
OP	23	-0.1	2.4	4.0	0.0	OP	-29	0.0	1.8	3.4	0.0
WK/Flex	0	0.0	0.0	0.0	0.0	WK	0	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabel 8: Operationele kosten (besparing < 0), CO<sub>2</sub>-, SO<sub>2</sub>- en NO<sub>x</sub>-emissies en additioneel ingepaste windenergie per jaar ten opzichte van de base-case per scenario voor alle opslagalternatieven. Additioneel ingepaste windenergie is 0 door 0 GWh weggegooid wind, WK-Flex wordt niet benut wegens reeds voldoende inpassingsruimte voor windvermogen in alle scenario's.

## Gevoeligheidsanalyses

De gevoeligheidsanalyses zijn gedaan voor slechts één scenario (RTL-10 GW windvermogen) en alleen voor het opslagalternatief Energie-Eiland. Per gevoeligheidsanalyse zijn in tabel 9 de omvang en verandering in niet-inpasbare windenergie aangegeven, de operationele baten, de veranderingen in CO<sub>2</sub>-emissies en de veranderingen in internationale uitwisseling per land. Voor de gevoeligheden Gexp (Geen Export naar D, B-F, UK) en Gfuel (kolenvermogen in plaats van STEG) zijn ook de veranderingen voor de overige opslagalternatieven naast Energie-Eiland berekend.

		RTL 10	Gw15	Gexp	Gmrun	Glow	Ghigh	Gfuel	
Niet-Inpasb. Wind	GWh/j	B0	0	361	2259	0	0	0	
		EE	0	93	678	0	0	0	
Kostenbesparing	EUR/j	EE	153	179	311	165	202	81	
Add. CO <sub>2</sub> -uitstoot	Mton/j	EE	0.6	-0.1	-1.4	0.4	1.7	0.3	
Cap.factor productie	%/j	EE	10	13	18	10	19	17	
Int. Uitwisseling	TWh/j	NL-B-F	EE	-18.1	-11.5	-9.0	-18.0	-20.0	-0.9
		NL-D	EE	28.3	28.5	0	28.3	18.7	29.2
		NL-N	EE	-5.7	-4.1	-1.1	-5.3	-5.8	-5.7
		NL-VK	EE	8.8	8.8	0	8.8	8.8	8.8

		RTL 10	Gexp	Gdim
Niet-Inpasb. Wind	GWh/j	B0	0	2259
		OP	0	842
Kostenbesparing	EUR/j	OP	136	281
Add. CO <sub>2</sub> -uitstoot	Mton/j	OP	0.6	-1.3
Cap.factor productie	%/j	OP	13	20
Int. Uitwisseling	TWh/j	NL-B-F	OP	-18.0
		NL-D	OP	28.3
		NL-N	OP	-5.6
		NL-VK	OP	8.8

Tabel 9: Uitkomsten van de gevoeligheidsanalyses. Energie-Eiland (EE) voor gevoeligheden Gw15, Gexp, Gmrun, Glow, Ghigh, Gfuel en OPAC (OP) voor gevoeligheden Gexp en Gdim.

### Gevoeligheid: Meer Windvermogen (Gw15)

De baten van opslag blijken gevoelig te zijn voor de aangenomen hoeveelheid geïnstalleerd windvermogen. Bij zeer grootschalig windvermogen van 15 GW (4 GW op land, 11 GW op zee) blijkt de flexibiliteit van het Nederlandse systeem en exportmogelijkheden onvoldoende om op elk moment het beschikbare windvermogen in te passen. De hoeveelheid niet-inpasbare windenergie is overigens (nog) klein: 361 GWh is 0.7% van de beschikbare hoeveelheid van 54431 GWh. Toepassing van energie-opslag (energie-eiland) reduceert de hoeveelheid niet-inpasbare wind aanzienlijk en levert tegelijkertijd hogere opbrengsten en een licht lagere uitstoot van CO<sub>2</sub>.

### Gevoeligheid: Geen Export naar D, B-F, UK (Gexp)

De uitkomsten van deze quick-scan zijn het gevoeligst voor de beschikbaarheid van export op elk moment gedurende het gesimuleerde jaar. De beschikbaarheid van exporten is niet alleen van belang voor windvermogen (weggegooid wind zonder exporten is zo'n 8% van de beschikbare windenergie, gereduceerd tot ruim 2% door toepassing van energie-opslag) maar ook voor de inzet van basislast kolenvermogen. In deze gevoeligheidsanalyse kan kolenvermogen met CCS aanzienlijk minder worden benut voor export naar Duitsland en het Verenigd Koninkrijk. Tegelijkertijd wordt ook minder goedkope elektriciteit geïmporteerd vanuit België/Frankrijk en Noorwegen. Toepassing van energie-opslag maakt een betere uitnutting van kolenvermogen met CCS mogelijk, ten koste van gasvermogen met een hogere CO<sub>2</sub>-uitstoot per MWh. Samen met de aanvullende hoeveelheid ingepaste windenergie levert de toepassing van energie-opslag een daling van de uitstoot van CO<sub>2</sub> voor het systeem van 1.4 Mton. Energie-opslag levert

dan ook hogere baten op dan met mogelijkheid tot export naar Duitsland, België/Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk (al liggen de operationele kosten voor het systeem als geheel in deze gevoeligheidsvariant uiteraard hoger dan voor RTL-10). De hier voor het energie-eiland beschreven trends treden ook op voor de andere elektriciteitsopslagalternatieven, de operationele baten zijn als volgt: CAES 242 M€ (was 119 M€ voor RTL-10), OPAC 281 M€ (136 M€), NorNed2 329 M€ (165 M€) en WK-Flex 1 M€ (0 M€).

#### **Gevoeligheid: Must-Run Status Kolenvermogen (*Gmrun*)**

Ook bij een must-run status van kolenvermogen in Nederland blijkt dat de inpassingsruimte voor grootschalig windvermogen voldoende is. Het geringe verschil in uitkomsten met RTL-10 kan worden verklaard doordat lolenvermogen in deze gevoeligheidsanalyse weliswaar niet uit bedrijf kan worden genomen, maar ook in RTL-10 al zeer veel draaiuren maakte. Een must-run status van deze eenheden verhoogt het aantal bedrijfsuren nog verder, maar dit aantal extra uren is relatief klein, hetgeen ook tot uitdrukking komt in de kleine verschillen in additionele baten van opslag voor deze gevoeligheid.

#### **Gevoeligheid: Lage en Hoge Prijzen Buitenland (*Glow, Ghigh*)**

Zoals verwacht, hangen de baten van opslag voor een belangrijk deel samen met de prijzen in omringende landen dan wel de prijsverschillen tussen Nederland en de omringende landen (België/Frankrijk, Duitsland, Noorwegen en het Verenigd Koninkrijk). Een andere marginale technologie gedurende de peak- en offpeak in België/Frankrijk, Duitsland en het Verenigd Koninkrijk betekenen andere verschillen in de marginale kosten, wat invloed heeft op de operationele kostenbesparing door toepassing van energie-opslag. Wegens de netto-export van het Nederlandse systeem leveren lagere prijzen in het buitenland hogere opbrengsten van opslag op voor het systeem als geheel: energie-opslag in Nederland maakt een betere benutting van goedkoop kolenvermogen mogelijk, die anders minder draaiuren zou maken wegens verminderde export naar Duitsland. Bij hogere prijzen in het buitenland exporteert Nederland juist extra, waardoor Nederlandse basislast al zeer goed benut wordt en de baten van energie-opslag daarvoor lager zijn.

#### **Gevoeligheid: Kolenvermogen in plaats van STEG (*Gfuel*)**

Bij een grotere hoeveelheid kolenvermogen ten koste van STEG-vermogen in het Nederlandse systeem lijken de baten van energie-opslag weinig te verschillen. Met de toegenomen hoeveelheid basislast wordt het energie-eiland iets meer ingezet (capaciteitsfactor productie van 11% tegenover 10%), maar dit heeft weinig invloed op de opbrengsten van energie-opslag. Met name de 'normaliserende' invloed van uitwisseling met het buitenland speelt hierbij een rol.

#### **Gevoeligheid: Dimensionering Opslag (*Gdim*)**

De opbrengsten van energie-opslag zijn zeer gevoelig voor de dimensionering van de opslageenheid. Bij een kleiner reservoir van de OPAC kan minder energie worden opgeslagen en zijn de opbrengsten van de OPAC lager. Om tot een 'optimale' verhouding te krijgen tussen operationele baten en investeringskosten van opslag, is het dus noodzakelijk om verschillende dimensioneringen van dezelfde opslagtechnologie te beschouwen. Opvallend aan de simulatieresultaten is de zeer lage inzet van de OPAC (2%) bij een kleiner reservoir: uit de simulatieresultaten blijkt dat bij een dergelijke dimensionering geen sprake is van een regelmatig dag-nacht patroon. Een groot deel van de toch aanzienlijke baten van opslag komen voort uit het inzetten van opslag voor het optimaliseren van de bedrijfsvoering van overige eenheden (onder andere minder start/stopkosten en reservering van regel- en reservevermogen) met lagere operationele kosten voor het systeem als geheel tot gevolg.

## **Reflectie**

Werkpakket 1 van deze quick-scan is met grote inzet en zorg in een korte tijd tot stand gekomen en leidt tot heldere conclusies: energie-opslag is voor de inpassing van grootschalig windvermogen (tot 10 GW) niet noodzakelijk, energie-opslag levert besparingen in operationele kosten op voor het systeem als geheel maar verhoogt daarbij de totale emissie van CO<sub>2</sub>, dit door de aanzienlijke omzettingsverliezen van opslag en een substitutie van pieklast-gas door basislast-kolen. De resultaten maken het mogelijk om betere en

nauwkeuriger geformuleerde vragen te stellen over energie-opslag en de inpassing van grootschalig windvermogen in de Nederlandse elektriciteitsvoorziening. Het is daarom belangrijk om de resultaten van deze studie te vertalen naar een aantal aspecten dat verdere aandacht verdient.

### **Interconnectorcapaciteit en Werking van de West-Europese Markt**

Uit de gevoeligheidsanalyses en discussies met de initiatiefnemers van de opslagalternatieven is gebleken dat de aannames rondom de beschikbaarheid en het gebruik van interconnectiecapaciteit met het buitenland een zeer groot effect hebben op de inpasbaarheid van grootschalig windvermogen en de operationele baten van energie-opslag. Er is consensus dat interconnectiecapaciteit in principe een mogelijkheid is om additioneel windvermogen in te kunnen passen in het systeem. Dit houdt tegelijkertijd in, dat de inpassing van grootschalig windvermogen in het Nederlandse systeem niet alleen een Nederlandse aangelegenheid is, maar dat ook ons omringende systemen een rol spelen. Het ligt daarom voor de hand om de inpassing van grootschalig windvermogen te beschouwen in een meer West-Europese, marktgeoriënteerde context, waarbij de volgende aspecten aandacht verdienen:

- De beschikbaarheid van interconnectorcapaciteit voor exporten van windenergie op momenten van hoge windproductie. In het bijzonder de gelijktijdigheid van windvermogen in Nederland en in Duitsland en de positie van Nederland als mogelijk toekomstig exportland zijn hier van belang.
- De mogelijkheden om uitwisselingsschema's met het buitenland aan te passen tot vlak voor het moment van uitvoering, bijvoorbeeld door latere sluiting van markten
- De mate waarin (toekomstige) markten voldoen aan de eigenschappen van een perfecte markt: veel kopers, veel verkopers, perfecte informatie, vrijheid van toe- en uittreding.
- Lopend Europees onderzoek dat raakt aan deze materie, zoals EWIS, DENA2 en TradeWind

### **Gehanteerde Productieparken voor 2020**

In deze quick-scan is een tweetal productieparken gehanteerd: Business as Usual als scenario dat de uitvoering van bestaande plannen omvat, Renewable Energy Transition als scenario dat het bereiken van de huidige overheidsdoelstellingen mogelijk maakt. Gezien de uitkomsten van de gevoeligheidsanalyse, lijkt de flexibiliteit van kolenvermogen tot 10 GW ook met een must-run status voldoende, maar dit verandert wanneer kolenvermogen met CCS continu op vollast zou moeten draaien. Ook de flexibiliteit van ander vermogen zoals nieuwe WKK verdient nadere aandacht, niet alleen vanuit een technisch perspectief, maar ook qua bedrijfsvoering/economie. Technisch is het wellicht mogelijk om dergelijke eenheden in- en uit bedrijf te nemen, maar dit heeft consequenties voor de onvoorziene beschikbaarheid (betrouwbaarheid van levering), start- en stopkosten en onderhoud. Dergelijke zaken hebben voor de elektriciteitsproducenten op dit moment te hoge economische kosten/risico's om de kostenbesparingen van deze maatregelen te rechtvaardigen. Ook de betrouwbaarheid van levering van de productieparken, inclusief grootschalig windvermogen, verdient verdere aandacht. Tenslotte is een verdiepingsslag nodig op de invloed die de bouw van windparken op land en op zee zou hebben op de nu door de elektriciteitsproducenten vorgenommen investeringen in conventioneel vermogen.

### **Energie-Opslag Alternatieven**

De in deze simulaties berekende besparingen in operationele kosten door toepassing van energie-opslag omvatten niet alle mogelijke baten. De huidige operationele baten omvatten onder andere veranderingen in start- en stopkosten, operationele efficiëntie, CO<sub>2</sub>-emissies, variabele bediening en onderhoudskosten en reservering van regel- en reservevermogen. Een belangrijke additionele bate van energie-opslag zou kunnen liggen in de *inzet* van energie-opslag als regel- en reservevermogen binnen het uur/op kwartierbasis, waardoor een efficiëntere bedrijfsvoering van andere eenheden mogelijk is. Verder zou opslag een waarde kunnen hebben voor de betrouwbaarheid van het systeem gedurende extreme situaties, maar ook andere mogelijke baten zijn zeker denkbaar.

De modellering van NorNed2 is in de quick-scan gedaan op basis van een opslageenheid met een zeer groot reservoir. Met deze modellering is de energie-balans van NorNed2 voor elke week neutraal: NorNed2 wordt niet gebruikt om Scandinavië 'leeg te trekken', wat voor het Nederlandse systeem afzonderlijk grote kostenbesparingen met zich meebrengt. Een aantal aspecten van NorNed2 verdient verdere aandacht,



waarbij de beschikbaarheid van interconnectiecapaciteit (export van windvermogen), de invloed van droge en natte jaren en de baten van NorNed2 voor de leveringszekerheid in Noorwegen de belangrijkste zijn. Tenslotte is het belangrijk om te vermelden dat de in deze quick-scan beschouwde energie-opslagalternatieven zeker niet de enige zijn die in de toekomst beschikbaar kunnen komen. Vraagrespon op marktprikkels en kleinschalige(r) opties voor opslag in de vorm van plug-in-hybrides zouden alternatieven kunnen zijn. Voor plug-in-hybrides geldt dat het potentieel aanzienlijk is en dat de ontwikkeling hiervan feitelijk afhangt van de aanschaf van auto's en daarmee los staat van de elektriciteitsvoorziening.

---

<sup>1</sup> B.C. Ummels, M. Gibescu, E. Pelgrum, W.L. Kling, A.J. Brand, *Impacts of Wind Power on Thermal Generation Unit Commitment and Dispatch*, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 22, issue 1, March 2007, pp. 44-51

<sup>2</sup> TenneT TSO, *Kwaliteit en Capaciteitsplan 2006–2012*, Arnhem, 2005

<sup>3</sup> O. Kuik, IVM, *Maatschappelijke- en Milieukosten van Elektriciteitsvoorziening*, Amsterdam, 2007

<sup>4</sup> TenneT TSO, *Rapport Monitoring Leveringszekerheid 2006–2014*, Arnhem, 2007