

Rapportage NetWORK

Auteurs:

Piet Sonneld

Andrea Terbijhe

Marcel van der Voort

Hellen Elissen



Rapportage NetWORK

Regionale systeemintegratie duurzame
(wind)energie

Auteurs:

Piet Sonneveld

Andrea Terbijhe

Marcel van der Voort

Hellen Elissen

© 2016 Wageningen, ACRRES – Wageningen UR

Alle rechten voorbehouden. Niets uit deze uitgave mag worden verveelvoudigd, opgeslagen in een geautomatiseerd gegevensbestand, of openbaar gemaakt, in enige vorm of op enige wijze, hetzij elektronisch, mechanisch, door fotokopieën, opnamen of enige andere manier zonder voorafgaande schriftelijke toestemming van ACRRES-Wageningen UR.

ACRRES – Wageningen UR is niet aansprakelijk voor eventuele schadelijke gevolgen die kunnen ontstaan bij gebruik van gegevens uit deze uitgave.

Projectnummer: 3750323600

ACRRES – Wageningen UR

Adres : Edelhertweg 1, Lelystad
: Postbus 430, 8200 AK Lelystad
Tel. : 0320 - 29 11 11
Fax : 0320 - 23 04 79
E-mail : info@acrres.nl
Internet : www.acrres.nl

Inhoudsopgave

1	SAMENVATTING.....	5
2	SUMMARY	7
3	AFKORTINGEN	9
4	INLEIDING.....	11
4.1	Doelstelling.....	11
4.2	Werkwijze	12
4.3	Uitgangspunten.....	12
5	TECHNISCHE ANALYSE WIND, ZON EN OPSLAG.....	15
5.1	Windenergie	15
5.1.1	Enercon windturbine	15
5.1.2	Windgegevens.....	16
5.2	Zonne-energie.....	19
	Energie opbrengstberekeningen zonnepark	19
5.3	Optimalisatie opbrengst windturbine plus zonnepark.....	24
5.4	Energieopslagsystemen.....	26
5.4.1	Accu's	26
5.4.2	Power-to-gas.....	29
5.5	Conclusies technische analyse.....	33
6	MARKT- EN ECONOMISCHE ANALYSE	35
6.1	Onbalansmarkt en APX.....	35
6.2	Markt reservevermogen	37
6.3	Peakshaving en curtailment.....	38
6.3.1	Curtailment bij een constant vermogen per maand.....	39
6.3.2	Curtailment met opslag	41
6.3.3	Curtailment met vaste kabelbelasting.....	42
6.4	Combinatie met Power-to-gas.....	43
6.4.1	Risico's en SWOT	44
	Investeringsplannen	45
6.5	Conclusie markt- en economische analyse.....	48
7	CONCLUSIES	50
	LITERATUUR.....	51
	BIJLAGEN	52
	Bijlage 1. Kaart met aangewezen gebieden voor windenergie in Flevoland	52
	Bijlage 2. Eisen aan de accu en de bijbehorende regelgeving.....	53
	Bijlage 3. Berekeningen opbrengsten accu's	55
	Bijlage 4. Details kabels voor de situatie van ACRRES	58



1 Samenvatting

Aangezien Nederland zich tot doel gesteld heeft om in 2020 14 % van de energie duurzaam op te wekken, wordt er de komende jaren een sterke toename van het huidige aanbod duurzame energie verwacht. Hierbij zijn momenteel wind- en zonne-energie (PV) de belangrijkste en snelst groeiende energiebronnen. Deze hernieuwbare bronnen leveren echter vooral in Noord-Europa variabele productieniveaus door wisselende weersomstandigheden. Flexibiliteit in zowel productie als vraag worden daarom steeds belangrijker. Deze flexibiliteit kan ontstaan door de inzet van de juiste verhouding tussen wind- en zonne-energie in combinatie met bijpassende energieopslagsystemen. De resulterende systemen moeten tegelijkertijd veilig, betrouwbaar, betaalbaar en duurzaam (CO₂-arm) zijn.

Dit rapport beschrijft de haalbaarheid van een grootschalig microgrid met een dergelijke combinatie, waarbij het startpunt de optimale verdeling is tussen wind- en zonne-energie, gecombineerd met een accu die gebruik maakt van de onbalansmarkt en/of reservemarkt. De resultaten kunnen gebruikt worden bij de netinpassing van grootschalige duurzame (wind)energie projecten. Ook kunnen er met dit microgrid innovaties getest worden op het gebied van energieopslag, zoals accu's, waterstof en Power-to-X (P2X) (bijvoorbeeld gas). Twee Power-to-X systemen worden verder uitgewerkt in dit rapport.

Naast de technische en economische aspecten is er onderzoek gedaan naar het draagvlak voor een centrum voor systeeminpassing duurzame (wind)energie (NetWORK). De resultaten van die quickscan zijn in een aparte rapportage verwerkt.

In de technische analyse bleek dat wind- en zonne-energie elkaar goed aanvullen. De daling in windenergie gedurende de zomer wordt opgevangen door zonne-energie. De maand oktober bleek in de analyse een lastige maand door een sterk wisselend, veelal lager, wind- en zonaanbod. De 4,2 MW Enercon windturbine was het startpunt van de verkenning. Na het doorrekenen van verschillende combinaties Zon-PV systemen is gekozen voor een op het zuiden gerichte Zon-PV van 5 MWp met een hellingshoek van 20°. Dit systeem geeft de beste verhouding tussen energieopbrengst en kosten.

De volgende stap in de technische analyse betrof energieopslag in de vorm van accu's. Op basis van de 4,2 MW windturbine en de 5 MW zuid 20° Zon-PV bleek een Li-NMC accu van 2 MWh (vermogen 2 MW) de best passende optie. In de economische analyse is beoordeeld of het microgrid met de 2 MWh accu haalbaar is. Handel op de onbalansmarkt gerelateerd aan de APX resulteert in een beperkte opbrengst en een lange terugverdiensijd van 15 jaar. In combinatie met curtailment kan dit teruggebracht worden tot 9 jaar. De grootste knelpunten zijn de hoge investeringen en de lage bezettingsgraad (benutting) voor alleen de onbalansmarkt. Mocht een combinatie tussen onbalansmarkt en reservevermogen markt technisch mogelijk zijn, dan is de terugverdiensijd circa 6 jaar.

De laatste stap is de analyse naar twee Power-to-gas (P2G) varianten, namelijk waterstof voor transportbrandstof en waterstof voor methanisering. Beide P2G opties waren technisch goed haalbaar en passen binnen de bestaande infrastructuur bij de Wageningen UR ACRRES testlocatie

in Lelystad. De aanvulling met methanisering van waterstof in de bestaande vergistingsinstallatie bij ACRRES is haalbaar bij lagere elektriciteitsprijzen: Bij 8.000 operationele uren en een elektriciteitsprijs van 0,05 €/kWh komt de terugverdientijd op twee jaar. De businesscase voor de transportbrandstof is erg afhankelijk van de afzetmarkt voor waterstof, bij een elektriciteitsprijs van 0,05 €/kWh is de terugverdientijd 3 jaar.

Waarschijnlijk wordt door het groeiend aandeel duurzame energie in de EU de onvoorspelbaarheid in het energieaanbod groter, waardoor de prijzen op de onbalansmarkt mogelijk zullen stijgen. Dit effect hoeft niet op te treden door het toenemend aantal gridconnecties tussen Europese landen. De voorspelde daling in de accuprijzen (tot ca. 1/3 van de huidige prijzen) zal eveneens de businesscase voor opslag in accu's op termijn verbeteren. Als de voorspelbaarheid van het energieaanbod inderdaad verder afneemt door het groeiend aandeel duurzame energie zal de onbalansmarkt in de toekomst interessanter worden.

De productie van zon- en windenergie vult elkaar mooi aan. Voor grootschalige toepassingen van combinaties van Zon-PV en wind in de praktijk is aanvullend onderzoek noodzakelijk. Dit onderzoek betreft combinaties tussen landbouwkundige functies met Zon-PV, met aandacht voor landschappelijke inpassing. Daarnaast is in deze haalbaarheidsstudie geen onderzoek gedaan naar de dagprijzen of naar de vraag of het technisch haalbaar is om de onbalansmarkt en reservevermogen markt te combineren met 1 accu. Tenslotte kunnen de verschillende vormen van curtailment en mogelijkheden van cable pooling verder onderzocht worden. Concluderend geeft deze haalbaarheidsstudie een aanknopingspunten om duurzame energie te flexibiliseren.

2 Summary

A strong increase in the current supply of sustainable energy is to be expected as the Netherlands aim for a 14 % share in 2020. At the moment wind and solar energy (PV) are the most important and fastest increasing energy sources. However, unstable weather conditions, particularly in Northern Europe, lead to varying production levels of these sources. Flexibility in production and demand is therefore increasingly important. This can be achieved by operating the right combinations of wind and solar energy with fitting energy storage systems. The resulting systems should be simultaneously safe, reliable, affordable and sustainable (near-zero CO₂).

This report describes the feasibility of a large scale microgrid with such an energy system, for which the starting point is an optimum combination of wind and solar energy with a battery operated based on the balancing market and/or primary reserve market.

These results can be extrapolated for grid integrations of large scale sustainable (wind) energy projects. In addition, innovations in the area of energy storage, such as batteries, hydrogen and Power-to-X (P2X) (e.g. gas) can be tested with this microgrid. Two Power-to-X are analysed. Besides investigating technical and economic aspects, research has been conducted into the support for a centre for system integration of sustainable (wind) energy (NetWORK). The results of this quickscan are presented in a separate report.

The technical analysis showed that wind and solar energy were very complementary. Decreases in wind energy during summer are compensated for by solar energy. In the analysis, October was a difficult month due to a highly variable, and mostly lower, supply of wind and sun.

The exploration starting point in the technical part of the feasibility assessment was a 4,2 MW Enercon wind turbine. Calculations on different combinations of solar PV systems showed that a south facing solar PV with a 20° slope yielded the best results for energy yield and associated costs. In the next step the required installed capacity was calculated.

Based on the 4,2 MW wind turbine and 5 MW solar PV, a 2 MWh Li-NMC battery (2 MW power) was the most suitable option. The economic analysis assessed whether a microgrid with a 2 MWh battery was feasible. Trading in the balancing market related to the APX resulted in a limited yield and a long payback time of 15 years. Combined with curtailment this can be reduced to 9 years. Important bottlenecks are substantial investments and a low capacity utilisation for the balancing market only. When a combination between the balancing market and the reserve power market is technically feasible, the payback time will be around six years.

The last step in the technical analysis was energy storage with batteries or two Power-to-gas (P2G) options, hydrogen and methanisation. Both P2G options are technically feasible and fit well within the current infrastructure at the Wageningen UR ACRRES test site in Lelystad, the Netherlands.

Integrating the process of hydrogen methanisation with the current anaerobic digester at ACRRES is feasible at lower electricity prices: At 8.000 operational hours and an electricity price of 0,05 €/kWh, the payback time comes down to two years. The business case for transport fuels is highly dependent on the market for hydrogen but results in a payback time of three years at an electricity price of 0,05 €/kWh.

The increasing share of sustainable energy in the EU probably results in higher unpredictability of the energy supply which in turn leads to higher electricity prices on the balancing market. This effect may be prevented by an increase in grid connections between individual countries and by new pricing strategies. The predicted decrease in battery prices (up to 1/3 of current prices) will

also improve the business case for energy storage in batteries. In case the predictability of the energy supply indeed decreases by a growing share of sustainable energy, the balancing market will become increasingly of interest in the future.

The production of solar and wind energy is highly complementary. For large scale applications of solar PV and wind turbine combinations additional research is needed. This research should focus on combinations of agricultural applications and solar PV, with specific emphasis on landscaping. In addition, this feasibility study did not address daily prices or the question whether it is technically feasible to combine balancing and reserve power markets with one battery. Finally, different forms of curtailment and possibilities for cable pooling can be investigated. In conclusion, this feasibility study gives possibilities for sustainable energy flexibility.

3 Afkortingen

APX: Nederlandse spotmarkt voor elektriciteitshandel; een beurs waar energie verhandeld wordt in uurprijzen

Cable pooling: Gezamenlijk gebruik van één kabel voor zon- en windenergie, om te besparen op aansluitkosten

Curtailement: Het nivelleren van het elektriciteitsaanbod door minder zon- of windenergie te produceren

HVDC: High-voltage direct current, gelijkstroom met hoge spanning

kWp: Kilowatt piek, een meeteenheid om bij fotonvoltaïsche cellen (zonnecel of zonnepaneel) het elektrisch vermogen aan te geven, gemeten onder standaardomstandigheden (STC, Standard Test Conditions).

Microgrid: Moderne, kleinschalige versie van een gecentraliseerd elektriciteitsstelsel

MW: Megawatt = 10^6 watt

MWe: Elektrische energie die vrijkomt als output van het proces

Netverzwaring: Verhoging van het vermogen van een elektriciteitsaansluiting

Onbalansmarkt: De onbalansmarkt is de markt voor elektriciteit waarbij tijdelijke tekorten aan elektriciteit (per kwartier) worden opgevangen. Dit kan bijvoorbeeld door de inzet van gasturbines. Stroom opgewekt voor de onbalansmarkt levert op bepaalde momenten per kWh meer op. Maar er zijn ook momenten waarop de producent betaald wordt om GEEN stroom te leveren.

P2G: Power-to-gas, zie P2X

P2X: Power-to-X, technologieën om overbodige elektrische energie op te slaan of om te zetten. Voorbeelden zijn: power-to-ammonia, power-to-chemicals, power-to-fuel, power-to-gas, power-to-heat, power-to-hydrogen, power-to-liquid, power-to-methane, power-to-mobility en power-to-power

Peakshaving: Het nivelleren van de toppen in de elektriciteitsvraag en daarmee de belasting van een opweksysteem en de kabels

SDE: Stimulering Duurzame Energieproductie, subsidieregeling bedoeld voor hernieuwbare energietechnieken

Vollasturen (Full Load Hours): Het aantal uren dat een windmolen op vol vermogen draait. Het wordt berekend door het aantal te verwachten kilowattuur (kWh) per jaar te delen door het nominale vermogen in kilowattpiek. Bij wind en zon hangt dit af van de hoeveelheid wind en zon.

Zon-PV: Fotonvoltaïsche zonnepanelen

4 Inleiding

De ambities van Europa voor de verduurzaming van de elektriciteitsproductie zijn vastgelegd voor 2020, 2030 en 2050. De uitstoot van broeikasgassen moet verminderen met respectievelijk 20, 40 en 80-90 % t.o.v. de uitstoot in 1990 (Europese Unie, 2016). De Nederlandse doelstelling voor 2020 is dat 14 % van het totale energieverbruik dan duurzaam is. Hoewel het nog onduidelijk is of Nederland deze afspraken gaat halen, wil het de Europese afspraken voor 2030 en 2050 volgen. Deze afspraken zijn samen met bedrijven, milieuorganisaties en overheden gemaakt. Op grond van deze afspraken wordt een sterke toename van het aandeel duurzame energiebronnen verwacht.

Momenteel zijn windenergie en Zon-PV-systemen de belangrijkste en snelst groeiende energiebronnen. Deze bronnen laten echter met name in Noord-Europa variabele en slecht voorspelbare productieniveaus zien door de wisselende weersomstandigheden. Daarom worden flexibiliteit in zowel productie als in vraag steeds belangrijker voor een stabiel elektriciteitssysteem. Deze flexibiliteit kan gegarandeerd worden door de inzet van de juiste mix van wind- en zonne-energie in combinatie met energie opslagsystemen. De resulterende energiesystemen moeten tegelijkertijd veilig, betrouwbaar, betaalbaar en duurzaam (CO₂-arm) zijn.

In Zuid en Oost Flevoland wordt in de komende jaren een grote opschaling en uitbreiding van de windproductie voorzien (van 600 MW naar ca. 1000 MW: Bijlage 1). De eenmalige netaansluitingskosten voor deze windparken worden ingeschat op 61 miljoen euro. De investeringen van de netbeheerders zijn daarbij niet meegenomen. De jaarlijkse netaansluitingskosten worden ingeschat op 1,1 miljoen euro per jaar. Dit soort grote investeringen maken het interessant alternatieven te zoeken voor inpassing van windenergie en de flexibiliteit in het systeem te vergroten. De integratie van niet-regelbare duurzame energiebronnen in ons elektriciteitssysteem wordt één van de grote uitdagingen van de komende decennia op zowel technisch, financieel als organisatorisch vlak. Hiervoor is een omgeving nodig die voorloopt op de stand van zaken met betrekking tot de regelgeving van de energiemarkt en omtrent de rol en waarde van flexibele energieproductie en -gebruik. Naast capaciteitsvergroting van netwerken wordt nagedacht over een slimmere e-infrastructuur voor de winduitbreiding om de kosten voor netverzwaring te beperken en over het ontwikkelen van nieuwe producten zodat duurzame energie optimaal kan worden ingepast.

Voor ACRRES-Wageningen UR, Alfen, Sparkling Projects, Enercon en Liander was dit de aanleiding om een project in te dienen bij RVO onder de regeling Systeemintegratiestudies. Dankzij de bijdragen van RVO en de diverse partners heeft dit onderzoek plaats kunnen vinden.

4.1 Doelstelling

De doelstelling van dit project is om de technische en economische haalbaarheid te onderzoeken van een microgrid bestaande uit een windturbine, Zon-PV systeem en een passend energieopslagsysteem. Met deze haalbaarheidsstudie als basis kan verder gewerkt worden aan netinpassing van grootschalige duurzame (wind)energie projecten. Dit microgrid kan tevens worden ingezet voor het testen van toekomstige innovaties, zoals accu's, waterstof en P2X

(bijvoorbeeld gas). Naast de technische en economische aspecten is er onderzoek gedaan naar de behoefte aan en draagvlak voor een centrum voor systeeminpassing duurzame (wind)energie (NetWORK). De resultaten van deze quickscan studie zijn in een aparte rapportage vermeld.

4.2 Werkwijze

Het project bestaat uit twee deelprojecten (sporen):

1. Een haalbaarheidsstudie voor een grootschalig microgrid bestaande uit:
 - a. Technische analyse
 - b. Economische analyse
 - c. Procesmatige analyse
2. Een quickscan naar behoefte en draagvlak aan/voor NetWORK centrum

Het eerste deelonderzoek is uitgevoerd met behulp van literatuuronderzoek, interviews met deskundigen en met de kennis aanwezig in het projectteam. Daarnaast zijn statistische analyses uitgevoerd om de technische en economische analyses te onderbouwen. Ook zijn diverse websites met achterliggende software gebruikt.

In deelonderzoek 2 is het draagvlak voor een NetWORK centrum getoetst d.m.v. het afnemen van een tiental interviews en diverse inhoudelijke analyses. Omdat dit met name een procesmatige analyse is en de rol van de diverse partijen betreft is er voor gekozen om dit in een aparte rapportage uit te werken (Zeijsseling et al, 2016).

Bij de berekeningen van de zonneposities is uitgegaan van een vaste verhouding tussen Zon-PV en omvormers. Actuele ontwikkelingen laten zien dat een 1 kW omvormer op 1,5 kWp Zon-PV een rendementsverbetering geeft. Deze ontwikkeling is verder niet meegenomen in dit onderzoek.

De huidige onbalans laat een patroon zien waarbij gemiddeld ca. 1 uur per dag de handel hoofdzakelijk plaats vindt. Met deze aanname is gerekend voor dit project. Het verdient echter nader onderzoek hoe dit in praktijk is en hoe deze markt zich ontwikkelt. Ook de invloed van de dagprofielen van zon en wind en wisselende APX-prijzen zouden hierin meegenomen moeten worden.

4.3 Uitgangspunten

De gebruikte Enercon windturbine is state-of-the-art en in het voorjaar van 2016 gebouwd op de Wageningen University and Research Centre testlocatie in Lelystad. Dit nieuwe type zal in de toekomst veel gebruikt worden en er is veel informatie beschikbaar omdat Enercon projectpartner is. Uniek aan dit type turbine is dat er gewerkt wordt met 400 V, terwijl andere turbines vaak werken met 690 V. Zon-PV werkt ook met 400 V wat een toekomstige combinatie makkelijk maakt. Parallel hieraan is de Zon-PV zodanig ontworpen dat aanwezige kabels en trafo's optimaal benut worden. Daarnaast is ervan uitgegaan dat het maandelijks energie aanbod zoveel mogelijk constant blijft. Het maandprofiel is gebruikt als basis voor de analyses, ondanks dat er ook een dagprofiel is. Met deze gegevens is het verwachte vermogen bepaald en de grootte van de accu.

Hierbij moet opgemerkt worden dat in deze studie uitgegaan wordt van vaste gemiddelde elektriciteitsprijzen per periode. Bij het toepassen van variabele prijzen -zoals gehanteerd bij de APX- kunnen de uitkomsten afwijken van deze resultaten. Er is gekozen voor vaste prijzen omdat in businesscases voor zonne- en windenergie hier ook van uitgegaan wordt. Er is een discrepantie

want hoewel bij zon en Power-to-X een vaste stroomprijs wordt gebruikt, wordt er bij de accu wel uitgegaan van variabele prijzen op de onbalansmarkt.



5 Technische analyse wind, zon en opslag

In dit hoofdstuk wordt het technisch ontwerp van een grootschalig microgrid beschreven bestaande uit

- Windturbine (4.2 MW)
- Zon-PV systeem (grootte nader te bepalen)
- Energieopslag (geoptimaliseerd) in accu
- Energieopslag met P2X

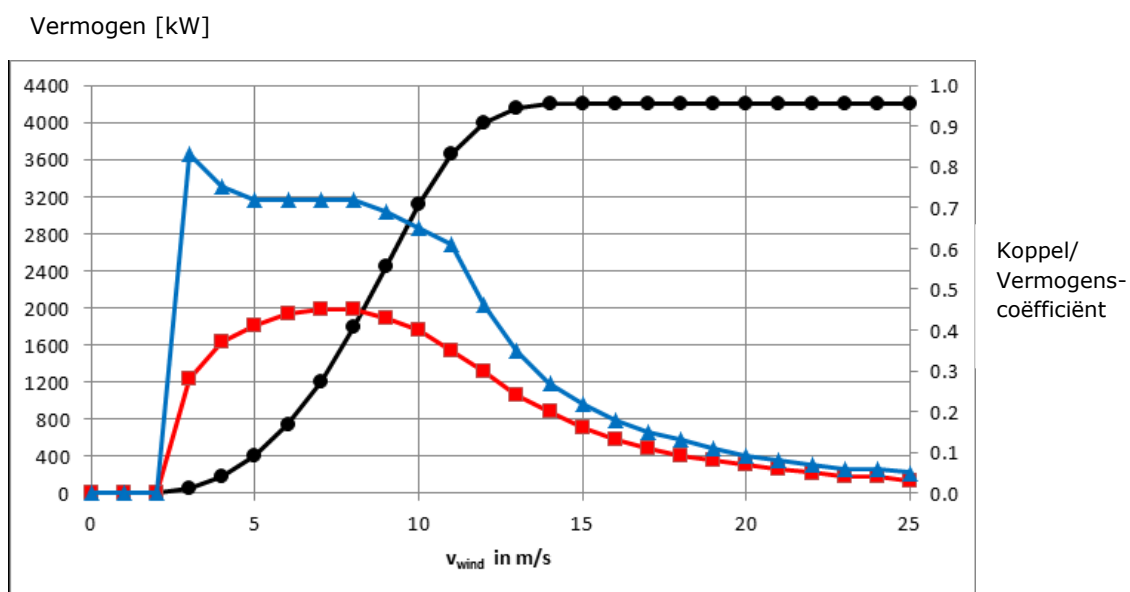
Uitgangspunt is om maandelijks een constant energieaanbod te realiseren. Dit is onderzocht door de systeemgrootte van de Zon-PV te variëren. Hierdoor wordt meer en constantere duurzame energie opgewekt terwijl netverzwaring niet nodig is.

5.1 Windenergie

In de onderstaande paragrafen wordt op basis van technische uitgangspunten, het windaanbod en hoogte de energieopbrengst van de windturbine bepaald.

5.1.1 Enercon windturbine

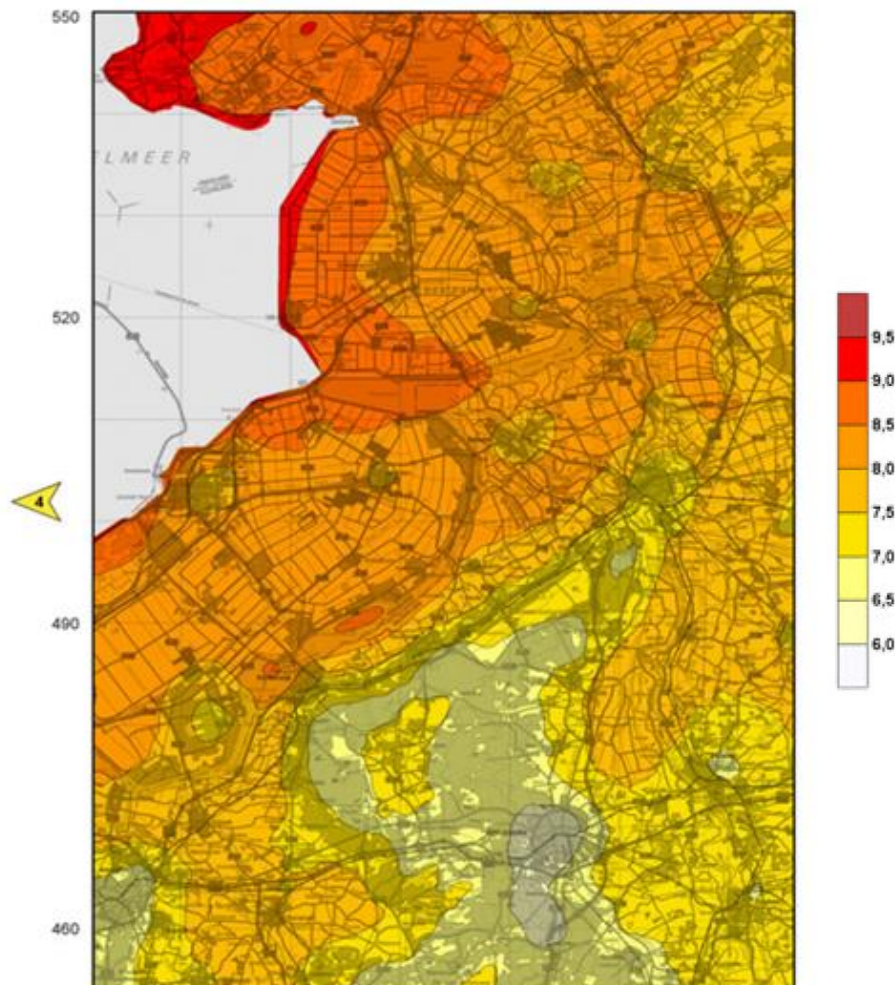
De Enercon E126-EP 4 windturbine is verkrijgbaar met drie verschillende ashoogtes: 99, 135 en 159 meter. Figuur 1 laat de vermogenscurve als functie van de windsnelheid zien. De windturbine begint vermogen te leveren bij een windsnelheid van 4 m/s en bij een snelheid van 13 m/s is het vermogen maximaal tot een snelheid van 25 m/s. Hogere windsnelheden zijn niet meegenomen. Bij deze snelheden wordt de turbine afgeregeld en eventueel in stormstand gezet.



Figuur 1 Vermogenskarakteristiek (zwart), koppel (blauw) en vermogens coëfficiënt C_p (rood) van de Enercon E126-EP4 windturbine als functie van de windsnelheid (Enercon, 2016)

5.1.2 Windgegevens

Figuur 2 laat de windkaart zien met de gemiddelde windsnelheid op 100 meter hoogte van de provincie Flevoland met Wageningen UR testlocatie Lelystad.



Figuur 2 Windkaart met de gemiddelde windsnelheid op 100 meter hoogte van de provincie Flevoland (SenterNovem, 2005)

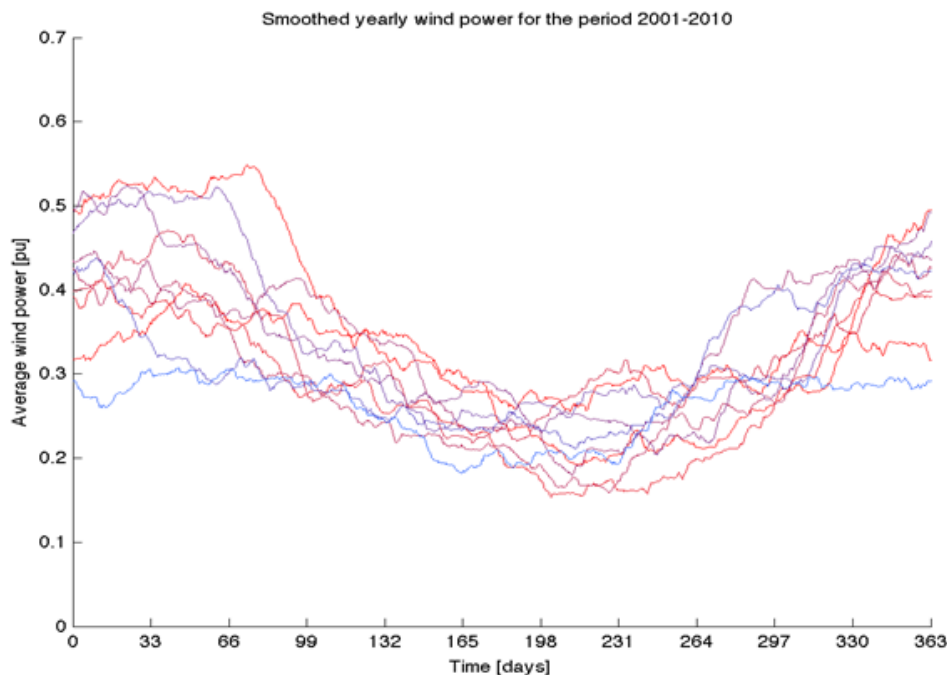
Aan de hand van langdurige windgegevens heeft Ecofys de gemiddelde windsnelheid en de typische jaaropbrengst berekend van de windturbine. Ecofys gebruikte hiervoor ook winddata van de Wageningen UR-PPO windturbines van Mammoettocht (MMT) en Neushoorntocht (NHT). Dit gaf voor 2007 gemiddelde snelheden van 6,0-6,1 m/s voor NHT en 6,3-6,4 m/s voor MMT. Deze gegevens zijn gecorreleerd aan de KNMI gegevens voor Lelystad gedurende 16 jaar en aan gegevens van de meetmast op testlocatie Lelystad. Dit resulteert in een gemiddelde lange termijn windsnelheid v_h van 6,6 m/s op een hoogte van 80 meter. Er zijn geen meetgegevens beschikbaar op een hoogte van 135 meter. Daarom moet de snelheid op een ashoogte 135 meter worden berekend volgens Formule (1):

$$v_h = v_1 \frac{\ln\left(\frac{z_h}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_1}{z_0}\right)} \quad (1)$$

v_1 = snelheid op 80 meter hoogte
 Z_1 = 80 meter meethoogte
 Z_h = 135 meter (berekende ashoogte nieuwe windturbine)
 Z_0 = ruwheid terrein
 v_h = gemiddelde lange termijn windsnelheid

Omdat Lelystad op circa tien kilometer afstand van de windturbine ligt is een z_0 -waarde van 2 genomen. Met een Z_0 -waarde van 2 werd in het Ecofys rapport een gemiddelde snelheid op 135 meter hoogte voor de lange termijn berekend van 7,9 m/s. Bij een vermogen van 1,711 kW gaf dit een opbrengst van 12 GWh per jaar.

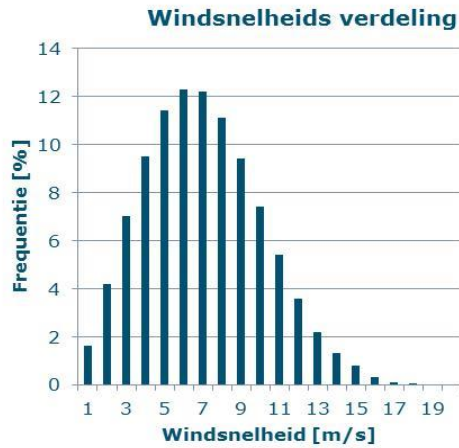
Ter controle en voor bepaling van de seizoensinvloeden zijn de data van de ca. 500 meter verderop gelegen 80 meter hoge windturbine (nr. 78680) voor 2007 genomen. De gemiddelde waarde van de windsnelheid van deze turbine ligt dicht bij de waarde die door Ecofys bepaald is.



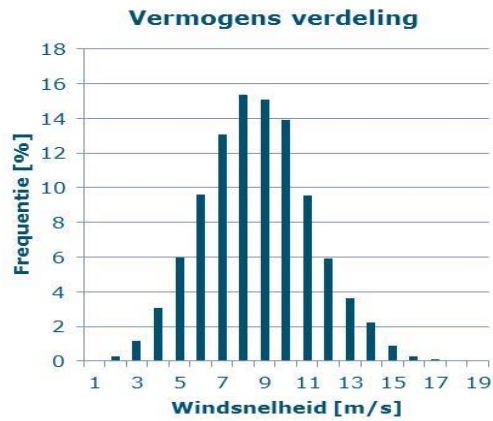
Figuur 3 Gemiddeld potentieel windvermogen voor Nederland in 2001-2010. Elke lijn geeft een jaar weer (Smoothed curves, bron Cobouw)

In Figuur 3 is het gemiddeld potentieel windvermogen voor Nederland gedurende 10 jaar in de periode 2001-2010 weergegeven. In de zomer is er gemiddeld circa 37 % lager beschikbaar windvermogen vergeleken met de winterperiode. De windsnelheidsverdeling voor de locatie

Lelystad op 135 meter hoogte is weergegeven in Figuur 4A (Ecofys, 2015). In Figuur 4B is de hieruit afgeleide frequentie van de vermogensverdeling weergegeven; dit maakt duidelijk hoe vaak ieder vermogen voorkomt.

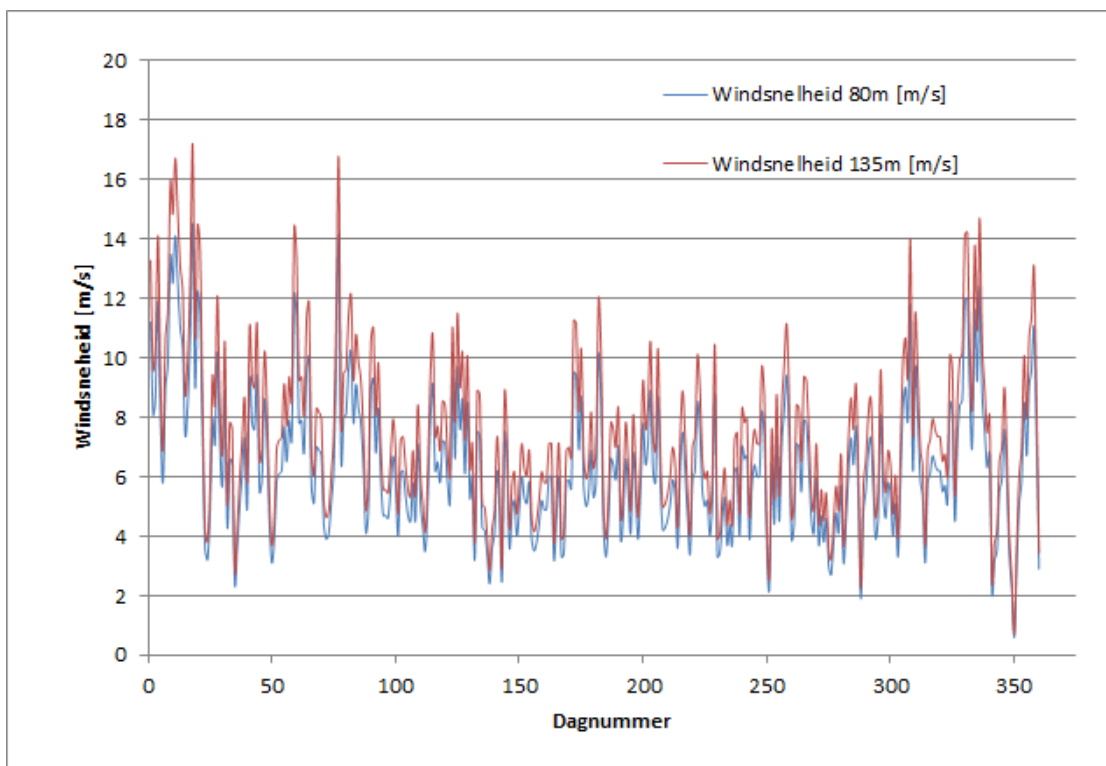


Figuur 4A Windsnelheidsverdeling van testlocatie Lelystad hoogte 135 meter (Ecofys, 2015)

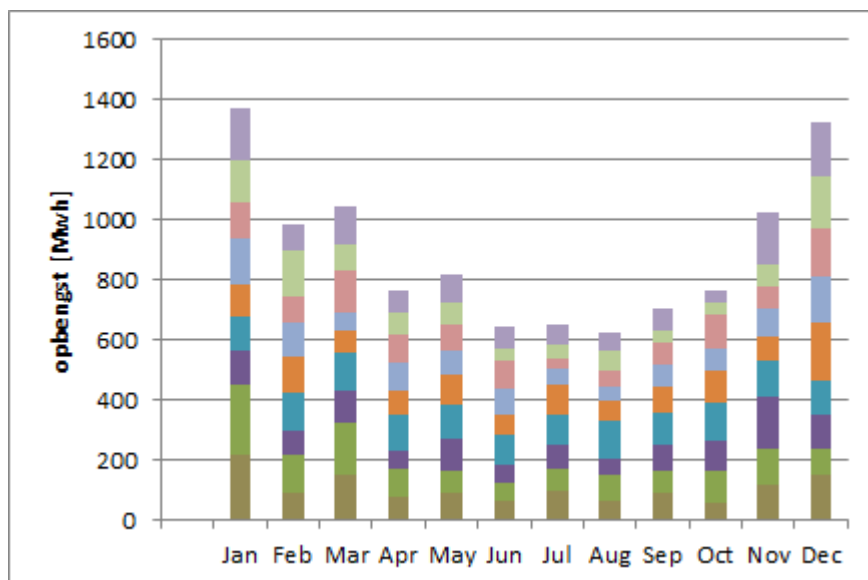


Figuur 4B De afgeleide vermogensverdeling van testlocatie Lelystad hoogte 135 m

De daggemiddelden van de windsnelheden zijn in Figuur 5A weergegeven. Figuur 5B laat een stapeling zien van de maandelijkse energieopbrengst voor negen opeenvolgende jaren. 1/9 deel van elke kolom levert de maandgemiddelde opbrengst voor de jaren 2007-2015 op. De totalen in de kolommen zijn de gemiddelde jaaropbrengst voor de genoemde periode. De totale opbrengst per maand is de gemiddelde jaaropbrengst voor de betreffende maand.



Figuur 5A Daggemiddelde van de windsnelheid voor windturbine nummer 78680 in 2007 Lelystad op 80 meter hoogte (blauwe lijn) en op 135 meter hoogte (rode lijn)



Figuur 5B Cumulatieve maandelijkse energieopbrengst van een turbine voor 2007-2015. De totale opbrengst per maand is de gemiddelde jaaropbrengst voor de betreffende maand. De windsnelheden zijn geëxtrapoleerd voor een 135 meter hoge windturbine

5.2 Zonne-energie

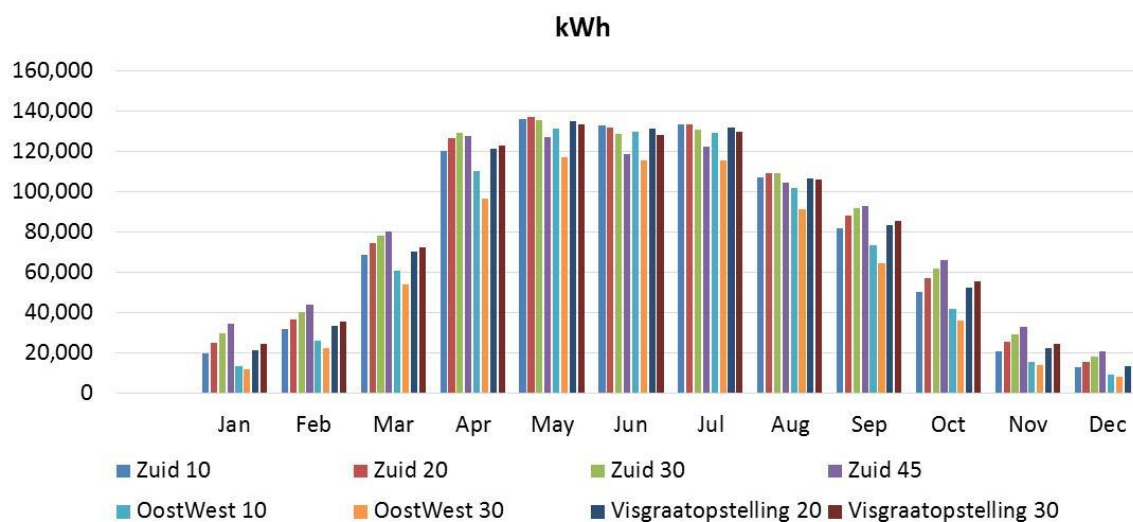
Om de energieproductie per jaar zo gelijk mogelijk te houden moet het zonne-energie aanbod passen bij het hierboven berekende windenergie aanbod. Omdat voor zonne-energie alle opties open zijn, worden in de onderstaande paragrafen een aantal voor de hand liggende varianten beschreven. Het zonne-energie aanbod is berekend met simulatiesoftware PVSOL. Met verschillende mogelijke oriëntaties en hellingshoeken van de Zon-PV kan het jaarlijks aanbod iets verschillen waardoor het zonne-energie aanbod geoptimaliseerd kan worden in de combinatie met het windenergieaanbod.

5.2.1 Energie opbrengstberekeningen zonnepark

Met behulp van PVSOL zijn opbrengstberekeningen uitgevoerd voor acht verschillende oriëntaties van de zonnepanelen:

- Zuid opstelling 10°
- Zuid opstelling 20°
- Zuid opstelling 30°
- Zuid opstelling 45°
- OostWest opstelling 10°
- OostWest opstelling 30°
- Visgraat (ZuidOost en ZuidWest) 20°
- Visgraat 30°

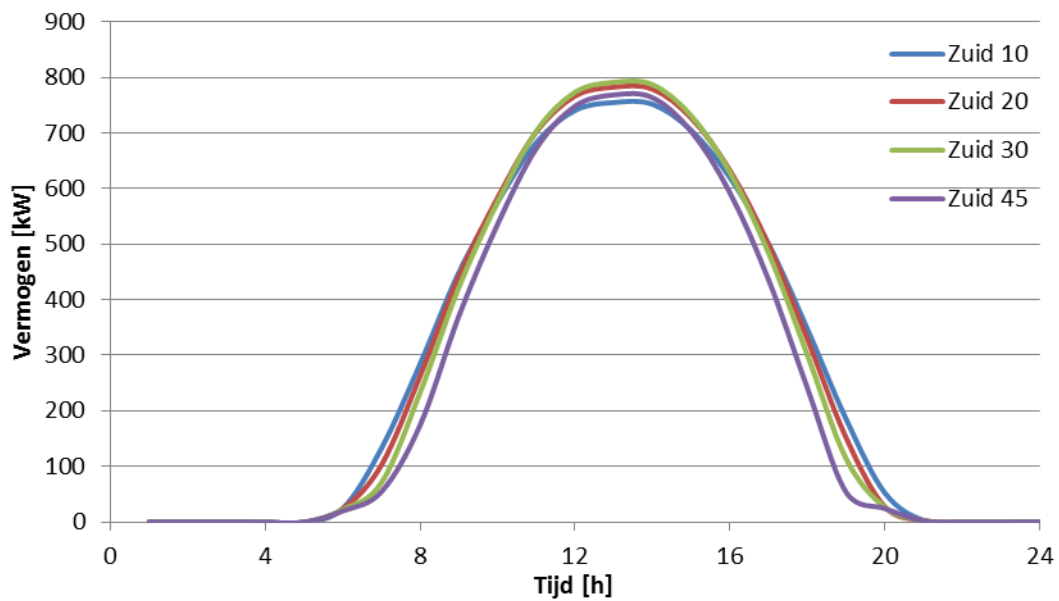
Op basis van opbrengst en benodigd oppervlak is de best passende zonne-energie opstelling bepaald. Het uitgangspunt voor deze berekeningen is dat het maximaal totaal vermogen van zon 1 MW is. De maandelijkse opbrengsten zijn weergegeven in Figuur 6.



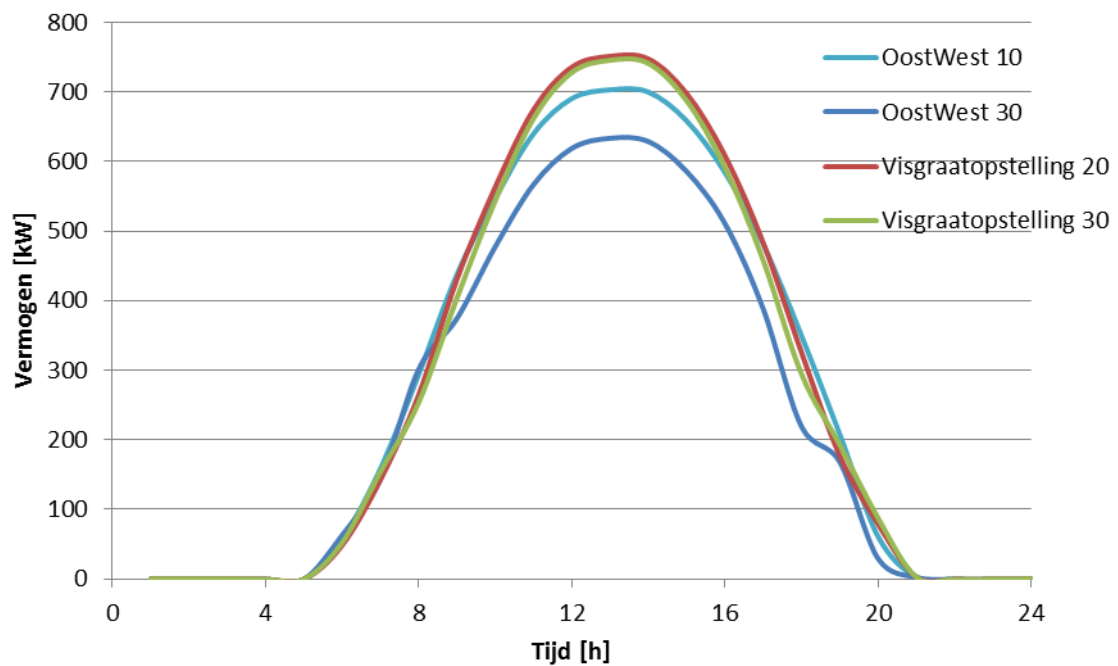
Figuur 6 Energieopbrengsten in kWh per maand voor acht verschillende combinaties van oriëntaties en hellingshoeken

Voor de Zuid opstelling blijkt een grotere hellingshoek te resulteren in een hogere opbrengst in de winter en een lagere opbrengst in de zomer. De OostWest georiënteerde opstellingen hebben een lage opbrengst in de winter, terwijl de visgraat opstellingen een hogere opbrengst hebben in de winter.

Als je een dag (in dit voorbeeld 21 juni) beter bekijkt krijg je de gegevens zoals weergegeven in Figuren 7 en 8. Hieruit blijkt dat het grootste vermogen op deze langste dag wordt opgewekt bij de visgraat opstelling met een hoek van 20°. Verder blijken de OostWest en visgraat opstellingen een iets langere productie tijd te hebben.

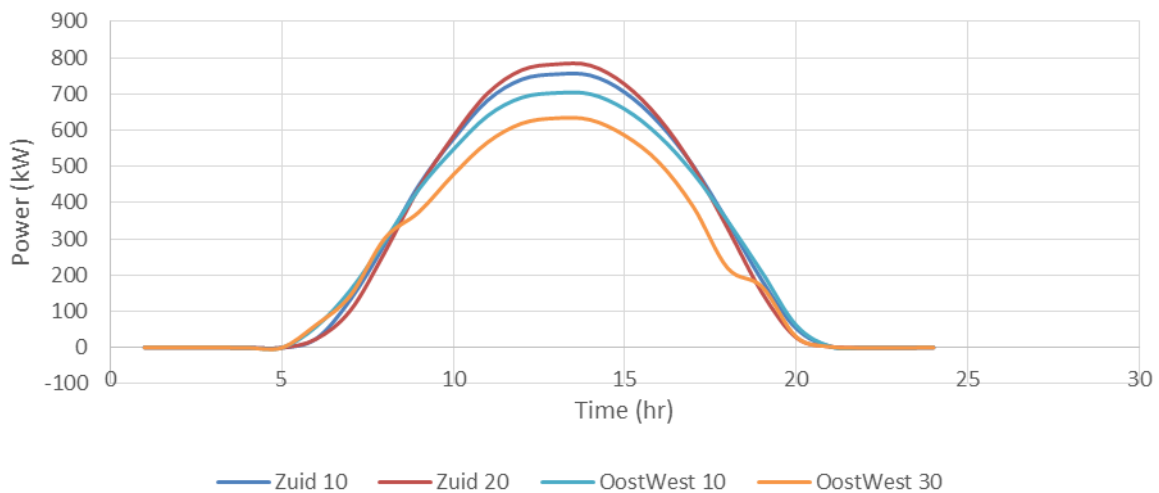


Figuur 7 Vermogens als functie van de tijd op 21 juni bij verschillende hellingshoeken voor een Zuidoriëntatie van het systeem



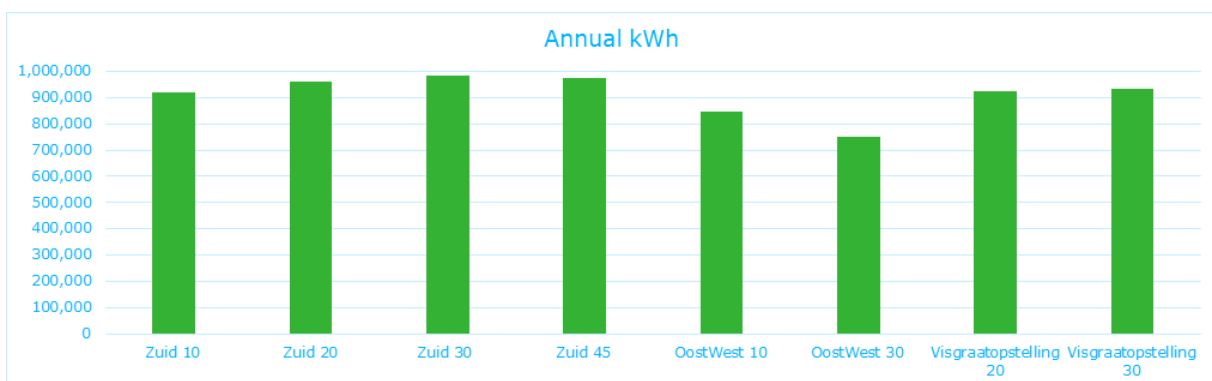
Figuur 8 Vermogens als functie van de tijd op 21 juni bij verschillende hellingshoeken voor een Oostwest opstelling en een visgraat (ZuidOost & ZuidWest) opstelling van het systeem

Figuur 9 vergelijkt het vermogen op 21 juni van de verschillende opstellingen met de hoogste opbrengsten.



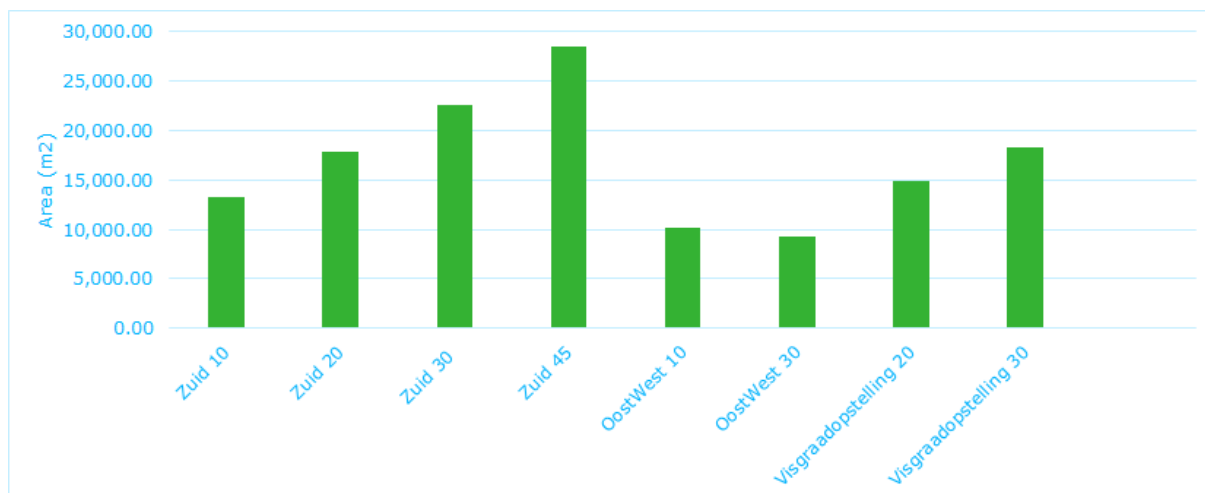
Figuur 9 Vermogen op 21 juni van de opstellingen Zuid 10, Zuid 20, OostWest 10 en OostWest 30

In Figuur 10 is de totaal opgewekte energie weergegeven. De hoogste jaarlijkse opbrengst wordt gevonden voor de Zuid oriëntatie met een hellingshoek van 30° en de laagste opbrengsten voor de OostWest opstellingen.



Figuur 10 Vergelijking totale jaarlijkse energieopbrengst in kWh van de acht opstellingen

Figuur 11 geeft het benodigde grondoppervlak aan voor de verschillende opstellingen. Hieruit blijkt een toename van de benodigde hoeveelheid grond met een toenemende hellingshoek. De Zuid 45° opstelling heeft het grootste oppervlak nodig en de OostWest opstellingen hebben het kleinste oppervlak nodig.



Figuur 11 Benodigde oppervlaktes voor de acht opstellingen

Een overzicht voor de acht opstellingen is in Tabellen 1 en 2 weergegeven. Voor de kostenberekening is uitgegaan van een Zon-PV-prijs van €1/Wp en grondprijzen van €50/m² (voor bouwgrond), en €10/m² (voor landbouwgrond). De kosten per kWh zijn berekend door de totale energieopbrengst te delen door de totale kosten. Hierbij zijn geen rentekosten meegenomen.

Tabel 1 Overzicht van de benodigde oppervlaktes, jaarlijkse opbrengsten en kosten van de verschillende opstellingen met Zuid oriëntaties

	Zuid 10°	Zuid 20°	Zuid 30°	Zuid 45°
Oppervlakte [m ²]	13.296	17.770	22.607	28.536
Opbrengst [kWh/m ²]	69	54	43	34
Opbrengst [MWh]	917,6	961,8	983,3	973,6
Kosten 1MWp bouwgrond	€1.664.818	€1.888.513	€2.130.366	€2.426.798
€/kWh (grond 50€/m ²) bouwgrond	€0,0907	€0,0981	€0,1083	€0,1246
Kosten 1MWp landbouwgrond	€1.132.964	€1.177.703	€1.226.073	€1.285.360
€/kWh (grond 10€/m ²) landbouwgrond	€0,0617	€0,0612	€0,0623	€0,066

Noot: Voor de kostprijs van het PV-systeem is €1/W_p aangenomen en de grondprijzen zijn €50/m² (4^{de} en 5^{de} rij) en €10/m² (laatste twee rijen)

Tabel 2 Overzicht van de benodigde oppervlaktes, jaarlijkse opbrengsten en kosten van de verschillende opstellingen met overige oriëntaties

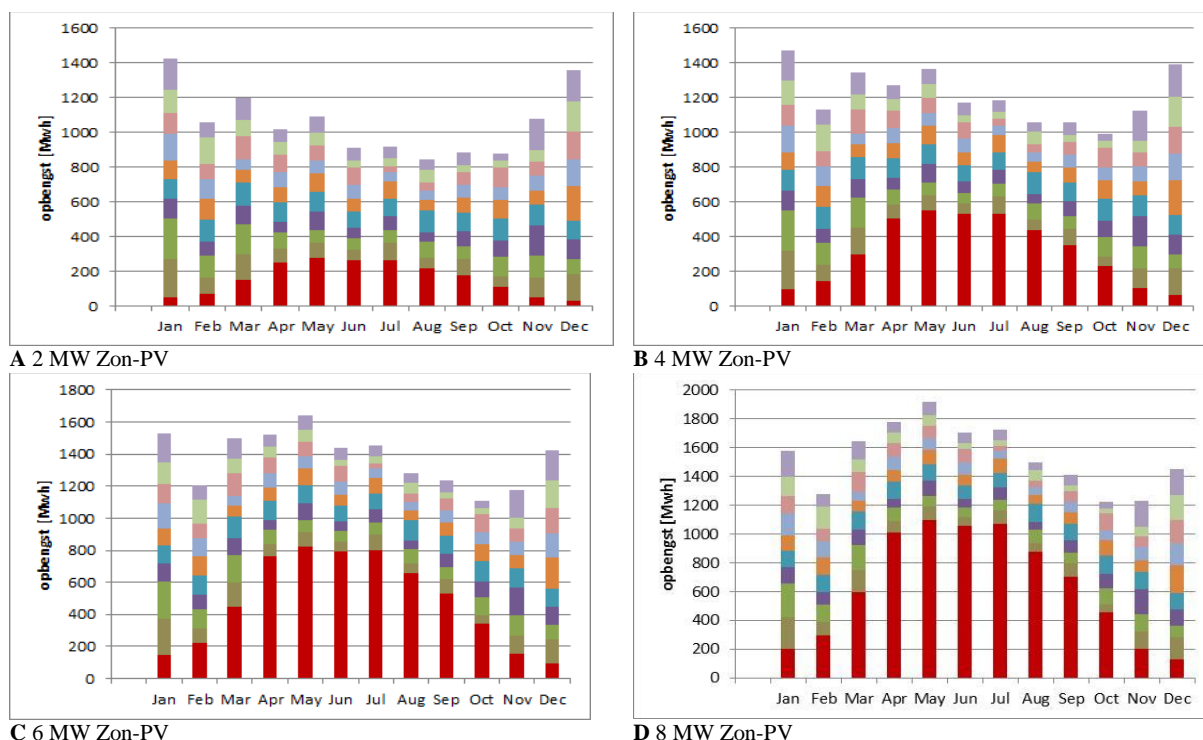
	OostWest 10°	OostWest 30°	Visgraat 20°	Visgraat 30°
Oppervlak [m ²]	10.087	9.299	14.863	18.241
Opbrengst [kWh/m ²]	84	80	62	51
Opbrengst [MWh]	844,7	748,3	925,1	935,0
Kosten 1MWp bouwgrond	€1.504.363	€1.464.959	€1.743.160	€1.912.060
€/kWh (bouwgrond 50€/m ²) bouwgrond	€0,0890	€0,0978	€0,0942	€0,1022
Kosten 1MWp landbouwgrond	€1.100.873	€1.092.992	€1.148.632	€1.182.412
€/kWh (landbouwgrond 10€/m ²) landbouwgrond	€0,0651	€0,0730	€0,0620	€0,0632

Voor een grondprijs van €50/m² (rij 5) is de kWh prijs van €0,089 het laagst voor de OostWest 10° opstelling. Voor een grondprijs van €10/m² (rij 8) is de kWh prijs van €0,0612 het laagst voor de Zuid 20° opstelling. Met deze opstelling zal verder gerekend worden.

Landbouwgrond omzetten voor energiedoelstellingen staat ter discussie in Flevoland, met name ingegeven door landschappelijke overwegingen. Combinatie van de landbouwfunctie en energiefunctie zijn zeker mogelijk, al zou daar meer onderzoek naar plaats moeten vinden.

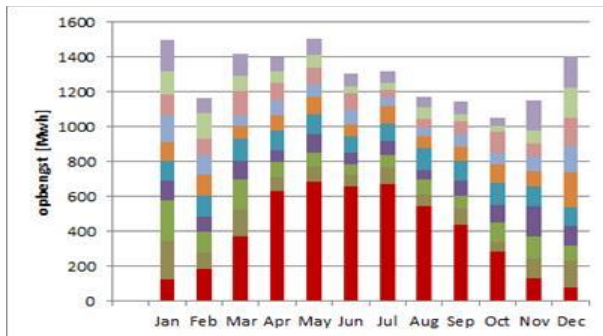
5.3 Optimalisatie opbrengst windturbine plus zonnepark

In deze paragraaf wordt de optimale aanvulling van zonne-energie op het aanbod van windenergie bepaald. Windenergie heeft in de koude seizoenen het grootste aanbod en zonne-energie in de zomer. Hierdoor kan met de juiste combinatie van die twee een redelijk constant aanbod per maand opgewekt worden. Uit de gemiddelde energieopbrengst kan tevens de gewenste capaciteit van de accu worden bepaald. In Figuur 12 is de totale energieopbrengst per maand weergegeven voor verschillende combinaties met de windturbine.

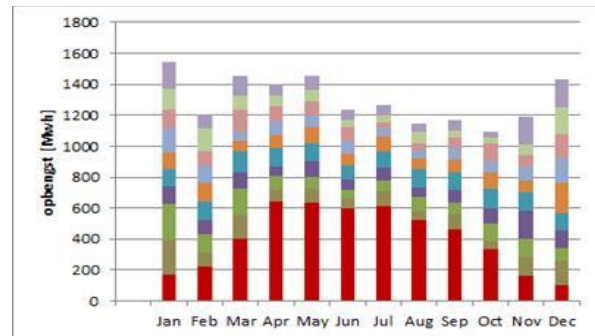


Figuur 12 Maandgemiddelden verdeling zonne-energie (rood) bij verschillende geïnstalleerde ZonPV piekvermogens (A: 2 MW, B: 4 MW, C: 6 MW, D: 8 MW) voor een 20° Zuid opstelling in combinatie met windenergie (Enercon 4,2 MW, overige kleuren gegevens jaren 2007-2015, op basis van windturbine 78680 in Lelystad)

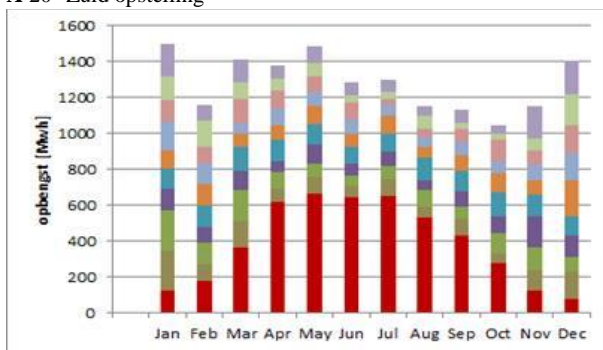
De verschillende Zon-PV piekvermogens zijn respectievelijk 2, 4, 6 en 8 MW. In Figuur 13A is het vermogen van 5 MW weergegeven voor de 20° Zuid opstelling. Van deze vijf combinaties is de relatieve standaarddeviatie berekend en weergegeven in Figuur 14.



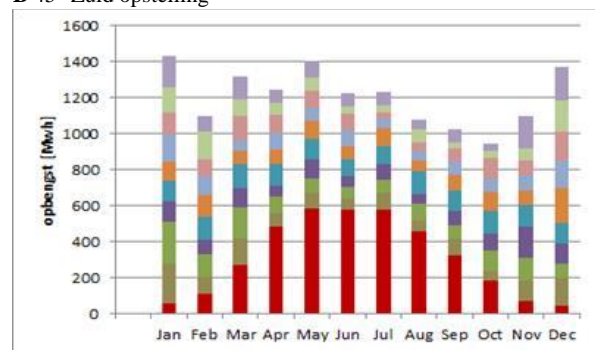
A 20° Zuid opstelling



B 45° Zuid opstelling

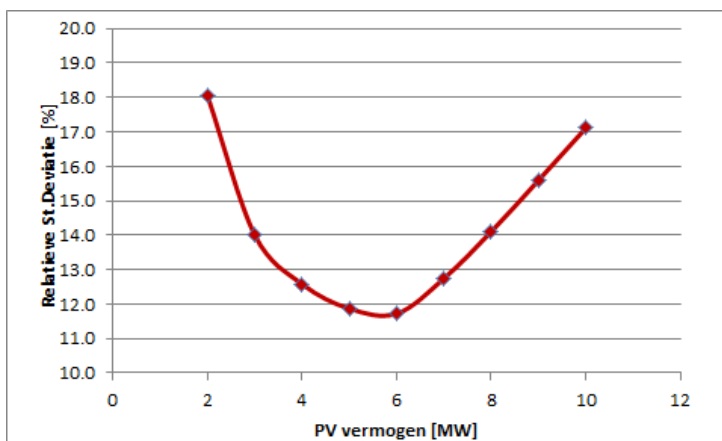


C 30° visgraat opstelling



D 30° OostWest opstelling

Figuur 13 Maandgemiddelden verdeling zonne-energie (rood) bij 5 MW geïnstalleerd Zon-PV piekvermogen voor verschillende oriëntaties van de Zon-PV opstellingen (A: 20° Zuid, B: 45° Zuid, C: 30° visgraat, D: 30° OostWest) in combinatie met windenergie (Enercon 4,2 MW, overige kleuren gegevens jaren 2007-2015, op basis van windturbine 78680 in Lelystad)



Figuur 14 Relatieve standaarddeviatie van het opgewekte vermogen als functie van het bijgeplaatste (Zon)-PV vermogen

De relatieve standaarddeviatie is het laagst (en het energieaanbod het meest constant) voor een piekvermogen van 6 MW Zon-PV. De relatieve standaarddeviatie is echter nauwelijks lager dan bij een vermogen van 5 MW (11,9 in plaats van 11,7 %). De extra kosten van de 6 MW t.o.v. van de 5 MW installatie zorgen ervoor dat kan volstaan worden met een piekvermogen van 5 MW.

Het gemiddeld vermogen per uur van de windturbine is 1,37 MW. Voor het aanbod windenergie is gebruik gemaakt van gegevens uit Lelystad op 80 meter hoogte van de periode 2007-2015.

Daarom wordt er gekozen voor de Zuid 20° opstelling. Voor deze PV-opstelling, met een vermogen van 5 MW, is een investering nodig van €5.888.515 inclusief grondprijs van 10 €/m².

Met een SDE subsidie van €0,085/kWh en een stroomprijs van €0,035/kWh is de financiële opbrengst per jaar €0,12 x 961,8 MWh x 5 MW = €577.000 (op basis van de energieopbrengst uit Tabel 1 voor Zuid 20°). De kosten voor de Zon-PV installatie exclusief grond is €5.003.515. Dit levert een terugverdientijd voor de zonnepanelen op van €5.003.515 / €577.000 = 8,7 jaar. Het gemiddelde aantal vollast uren voor de windturbine kan bepaald worden aan de hand van de door Ecofys bepaalde energieopbrengst van 12 GWh (Paragraaf 4.1.2). Dit levert 12.000/4.2 = 2.857 vollast draaiuren, zodat de vollast factor 2.857/8.760 = 0,326 is (Tabel 3). Voor de zonnepanelen is het typisch aantal vollasturen volgens de SDE berekenwijze 1000 uur, resulterend in een vollastfactor van 1000/8760 = 0,114.

Tabel 3 Overzicht gemiddeld aangeboden vermogens van de windturbine en de zonnepanelen

	Maximaal vermogen [MW]	Vollast factor	Gemiddeld vermogen [MW]
Enercon Windturbine	4,2	0,326	1,369
Zonnepanelen 20° Zuid	5,0	0,114	0,570
Totaal			1,939

Het gemiddeld vermogen per uur van de Zon-PV installatie is 0,114 x 5 MW = 0,57 MW. Dit levert een gemiddeld aangeboden vermogen op van 1,94 MW. Omdat er in de huidige onbalansmarkt een maximale tijdsduur van één uur per dag is voor opslag of levering kan er uitgegaan worden van een accu-capaciteit van 2 MWh.

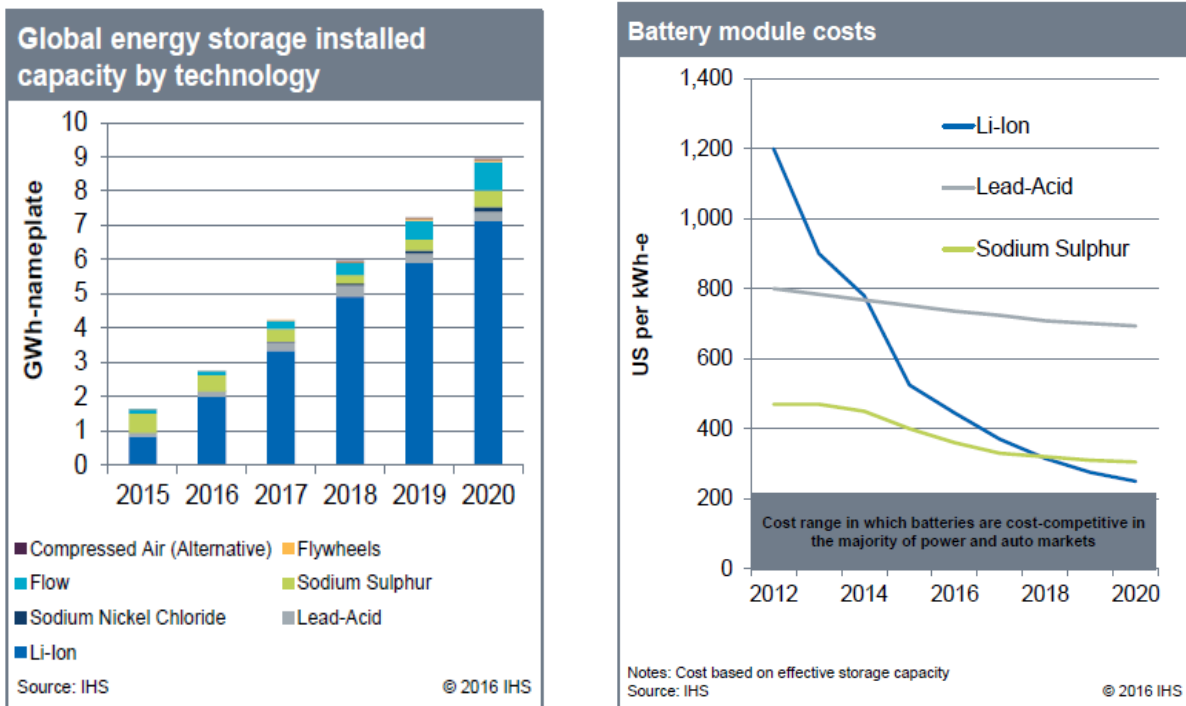
5.4 Energieopslagsystemen

Voor energieopslag zijn verschillende systemen mogelijk. In deze paragraaf is de keuze afgebakend tot accu's en Power-to-gas op basis van de energiehoeveelheden. Het type accu's is bekeken om zo tot een technisch ontwerp te komen. De Power-to-gas optie is ingezet voor mobiliteit en vergisting.

5.4.1 Accu's

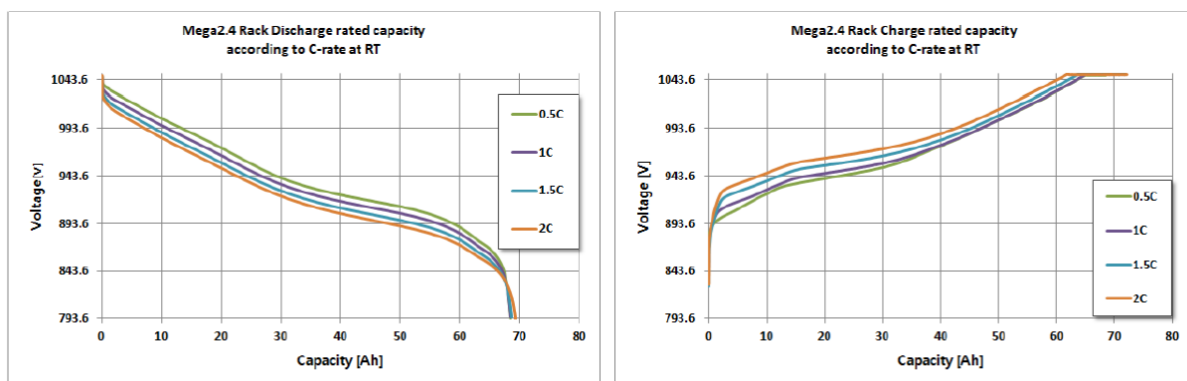
Type accu's

Lithium-accu's zijn sterk in opkomst voor energieopslagsystemen. Tot voor kort werd vaak gekozen voor een Li-ion accu, maar steeds vaker valt de keuze op een Lithium Nikkel Mangaan Kobalt Oxide accu (LiNiMnCoO₂ of Li-NMC). Zo ook in deze studie. Deze accu's beschikken over goede eigenschappen met betrekking tot aantal laad-en ontladcycli, energie- en vermogensdichtheid, kosten en veiligheid. Dit onderzoek bevat helaas geen uitgebreide technische analyse waarbij ook het verschil van opladen en ontladen tussen de verschillende soorten accu's meegenomen kan worden. De Li-ion accu is wereldwijd het meest ingezette energieopslagsysteem (Figuur 15, links). De eerste reden hiervoor is dat de kostprijs van deze accu de laatste vier jaar flink gedaald is (Figuur 15, rechts). Ten tweede ligt het aantal laad- en ontladcycli van dit type accu -afhankelijk van het gebruik- tussen de 1.000 en 10.000 keren. Het vermijden van compleet laden en ontladen verhoogt de levensduur van de accu en verlaagt de prijs.



Figuur 15 Links: Wereldwijd geïnstalleerde capaciteit van verschillende energieopslagsystemen
 Rechts: Kostprijsontwikkelingen van verschillende accusystemen sinds 2012

In Figuur 16 zijn de typische laad- en ontladcurves weergegeven van de lithiumaccu bij verschillende laad- en ontlad snelheden. Grotere laad- en ontladsnelheden resulteren in grotere spanningsverliezen door de inwendige weerstand en polarisatie effecten die in de accu optreden (tabel onder de figuren).



C-rate	Ah-Cha	Ah-Dch	Wh-Cha	Wh-Dch	Wh-Efficiency	Chargeable SOC for CC
0.5	69.98	70.09	67480.12	65955.93	97.74%	96.7%
1.0	70.26	70.63	68177.46	66055.49	96.89%	93.8%
1.5	68.93	69.51	67696.65	64475.46	95.24%	91.1%
2.0	68.88	69.38	68259.56	63874.21	93.58%	88.8%

Figuur 16 Laad- en ontlad curves van de Li-accu bij verschillende laad- en ontlad snelheden

De C-rate geeft de verhouding tussen capaciteit en vermogen weer. Bij een C-rate-1 is het energie verlies van de accu (Wh) 1,4 % en van de inverter (trafoloos) 3,0 %. Dan is het cycle rendement $(100\% - 1,4\% - 3,0\%)^2 = 91\%$ energierendement.

Figuur 17 laat een in serie geschakeld Li-NMC accupakket zien. Li-accu's worden altijd voorzien van een batterijmanagementsysteem (BMS). Dit systeem beschermt de accu tegen overladen, te diep ontladen en verschillen in laadtoestand die tussen individuele cellen kunnen optreden.

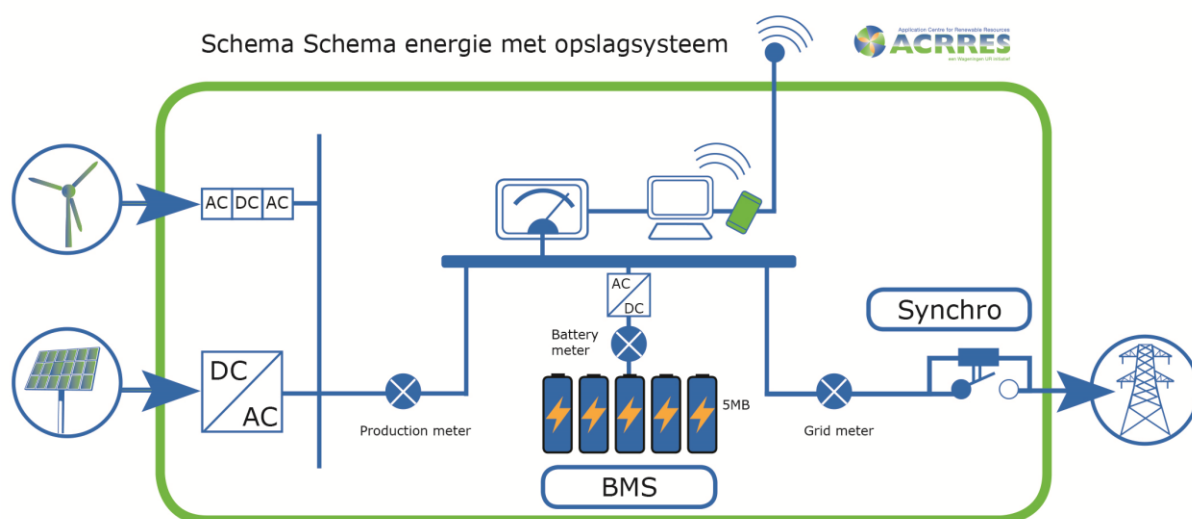


Figuur 17 Seriegeschakeld LiNMC accupakket van Alfen

Programma van eisen

Een overzicht van de eisen van een opslagsysteem zijn weergegeven in het van DNV GL Recommended Practice (RP) 2015 rapport (zie Bijlage 2). De Nederlandse norm NEN-EN 50530 geeft richtlijnen voor het rendement van de inverters voor de PV-installatie. Voor de accu zelf zijn momenteel nog weinig normen die speciaal ontwikkeld zijn voor energieopslag. In het DNV GL RP 2015 zijn wel een aantal normen opgenomen die betrekking hebben op elektrische auto's en het vervoeren van accu's.

Een voorbeeld van een technisch ontwerp bestaat uit een Enercon 4,2 MW windturbine, een 5 MW Zon-PV (verdeeld in drie aparte groepen met inverters), een LiNMC accu van 2 MWh (vermogen 2 MW) en een optionele gasmotor van 120 kW (Figuur 18).



Figuur 18 Blokschema van een hybride energiesysteem bestaande uit een windturbine, een Zon-PV en een accu

5.4.2 Power-to-gas

Een andere optie voor energieopslag is P2X. Een grootschalig microgrid, zoals onderzocht in dit project, is uniek en biedt een basis om P2X opties, zoals Power-to-gas (P2G) installaties, in praktijk te testen. Er zijn twee Power-to-gas opties geanalyseerd: het opslaan van stroom in waterstof voor vervoer of voor bijmenging in anaerobe vergistingsinstallaties (biologisch methaniseren). Deze twee opties zijn als kansrijke business cases geïdentificeerd in een onderzoek naar de kansen voor Power-to-gas op korte termijn (Jansen en van Leeuwen, 2015). Beide opties gaan uit van elektrolyse van water. Elektrolyse is een chemische reactie waarbij stroom ervoor zorgt dat samengestelde chemische stoffen worden ontleedt naar enkelvoudige stoffen. Bij elektrolyse van water wordt water (H_2O) omgezet in waterstof en zuurstof (O_2)

5.4.2.1 Power-to-gas voor mobiliteit

Waterstof wordt gezien als duurzame brandstof voor mobiliteit. Een eerste perspectiefvolle toepassing is het omzetten van waterstof via een brandstofcel (omgekeerde P2G unit) in elektriciteit, die vervolgens door een elektromotor omgezet wordt in bewegingsenergie. Een tweede toepassing is het ontbranden van waterstof in een verbrandingsmotor met geen andere emissie dan waterdamp. Deze waterstofverbrandingsmotoren worden tot nog toe beperkt toegepast.

Waterstoftankstations zijn nodig om het rijden op waterstof mogelijk te maken. In een dergelijk tankstation wordt waterstof via compressoren op hoge druk gebracht waardoor de energie per volume eenheid vergelijkbaar is met aardgas. Waterstof op hoge druk wordt vervolgens opgeslagen in tanks.

Ervaring

Tal van landen breiden het aantal waterstoftankstations uit om het rijden op waterstof te bevorderen. In maart 2013 waren ca. 200 waterstoftankstations operationeel. In Nederland zijn drie waterstoftankstations openbaar en één waterstoftankstation is specifiek gericht op lijnbussen (Tabel 4). De projecten worden voor een groot deel gefinancierd door de EU.

Tabel 4 Overzicht van waterstoftankstations in Nederland

Locatie	Druk	Voertuig	Europese subsidies	Waterstof aanvoer
Rhoon - Rotterdam	350 en 700 bar	Auto's en bussen	HIT TEN T - EU	Waterstofleiding
Amsterdam	350 bar	Bussen	Hyfleet Cute – EU, Australië, China en IJsland	Lokale P2G
Helmond	350 en 700 bar	Auto's en bussen	WaterstofNet - EU	Mobiele P2G
Arnhem	350 en 700 bar	Auto's en bussen	-	Aardgas reformer

Perspectief

Om de prijs per kilometer van waterstof gelijk te houden met die van fossiele brandstoffen hebben de waterstof-exploitanten een toelaatbare prijs van €10/kg afgesproken. Waterstof gedreven voertuigen met een brandstofcel hebben een zeer hoog rendement ten opzichte van conventionele brandstof gedreven voertuigen. Hierdoor is de toelaatbare prijs van waterstof hoog ten opzichte van andere waterstoftoepassingen, zoals bv. de chemie. Door waterstof op hoge druk te brengen is de radius en de snelheid van tanken vergelijkbaar met conventionele brandstof gedreven voertuigen. Het is de verwachting dat het aantal waterstoftankstations in Nederland snel zal toenemen tot 20 stuks in 2020 (ProMedia Group, 2016) en hiermee ook het aantal waterstof gedreven voertuigen. Het perspectief kan snel gunstig worden als Lelystad zou besluiten over te gaan naar waterstof gedreven bussen. Voor ACRRES bestaat de mogelijkheid over te schakelen op waterstof gedreven landbouwtractoren. Ook bijmenging van 10 % waterstof aan dieseltractoren is een aantrekkelijke optie omdat hierdoor tractoren 30 % zuiniger worden. Het is dan ook de aanbeveling om hier verder onderzoek naar te doen.

Bedreigingen

De eerste bedreiging voor de afzet van waterstof is dat het aantal waterstof gedreven auto's en bussen en waterstoftankstations in Nederland nog beperkt is. Een tweede bedreiging is de hoge aanschafprijs van waterstof gedreven auto's ten opzichte van huidige auto's. De verkoop van elektrische auto's is door de gunstige voorwaarden de afgelopen jaren snel gestegen, waardoor die van waterstofauto's verder achter lijkt te lopen. Een technische doorbraak voor een snel oplaadbare batterij met een hoge opslagcapaciteit kan de markt voor waterstof gedreven auto's bemoeilijken.

Proeftuin ACRRES

Als referentie is een waterstoftankstation op basis van 1 MW P2G gekozen. Waterstof wordt op 350 bar gebracht en opgeslagen in cilinders. De dispenser (tankpunt) wordt tot -40 °C gekoeld om snel te kunnen tanken. In Tabel 5 zijn de benodigde investeringen begroot.

Tabel 5 Capaciteit, CAPEX en vermogen van een P2G plant voor een waterstoftankstation

Jaar	Capaciteit	CAPEX	Vermogen
Compressor 1 @ 350 bar	17 kg/h	€170.000	51,22 kW
Alkaline P2G	17 kg/h	€510.000	1.030 kW
Opslag 350 bar	400 kg	€360.000	0 kW
Dispenser inclusief koeling		€370.000	1 kW x 0.14 (10 x 20 min. tanken per dag)
Totaal		€1.410.000	

Het verbruik van een brandstofcelauto (bijvoorbeeld Hyundai ix35FC) is 1 kg H₂ per 100 km. Met een 1 MW P2G tankstation kan per uur voor 1.700 autokilometers worden geproduceerd.

Voor de bepaling van de jaarlijkse opbrengst is er allereerst van uitgegaan dat de installatie 50 % van de tijd actief is zodat er gemiddeld 12 uur per dag waterstof geproduceerd wordt. Per jaar is de installatie dan $365 \times 12 = 4380$ uur in bedrijf. Voor de elektrolyse is dan een energiehoeveelheid van $4380 \times 1030 \text{ kW} = 4,38 \text{ GWh}$ nodig en voor de compressie $4380 \times 51,22 \text{ kW} = 224 \text{ MWh}$. In Tabel 6 zijn de jaarlijkse kosten berekend uitgaande van een elektriciteitsprijs van €0,05/kWh of van €0,10 /kWh. De kosten voor de opwekking van demiwater zijn verwaarloosbaar.

Tabel 6 Indicatieve jaarlijkse kosten voor de opwekking van waterstof

Jaar	€0,05 /kWh	€0,10 /kWh
Jaarlijkse kosten (Rente 4 %)	€56.400	€56.400
Energiekosten elektrolyse	€219.000	€438.000
Energiekosten compressie 350 bar	€11.200	€22.400
Totale kosten	€286.600	€516.800

Voor de bepaling van de jaarlijkse baten is uitgegaan van een waterstofprijs van 10 €/kg. Uitgaande van de capaciteit van 17 kg/uur en het eerder genoemde aantal productie-uren zijn de baten $10 \times 17 \times 4380 = €744.600$. Afhankelijk van de kosten voor elektriciteit geeft dit een bruto opbrengst van €458.000 voor een elektriciteitsprijs van €0,05/kWh en een bruto opbrengst van €277.800 voor een elektriciteitsprijs van €0,10/kWh (Tabel 7).

Tabel 7 Indicatieve jaarlijkse kosten en baten van een waterstof tankstation

Jaar	0,05€/kWh	0,10€/kWh
Baten	€744.600	€744.600
Totale kosten	€286.600	€516.800
Bruto opbrengst	€458.000	€277.800
Terugverdientijd	3 jaar	5 jaar

5.4.2.2 Power-to-gas voor vergisting

In een vergister wordt biomassa via bacteriën omgezet in CH₄ (methaan) en CO₂ (koolstofdioxide) (biogas). De hoge concentratie van CO₂ in het biogas is geschikt voor CH₄ productie uit CO₂ en H₂ (waterstof). Er zijn twee processen om CO₂ en H₂ om te zetten in CH₄: chemisch of biologisch methaniseren.

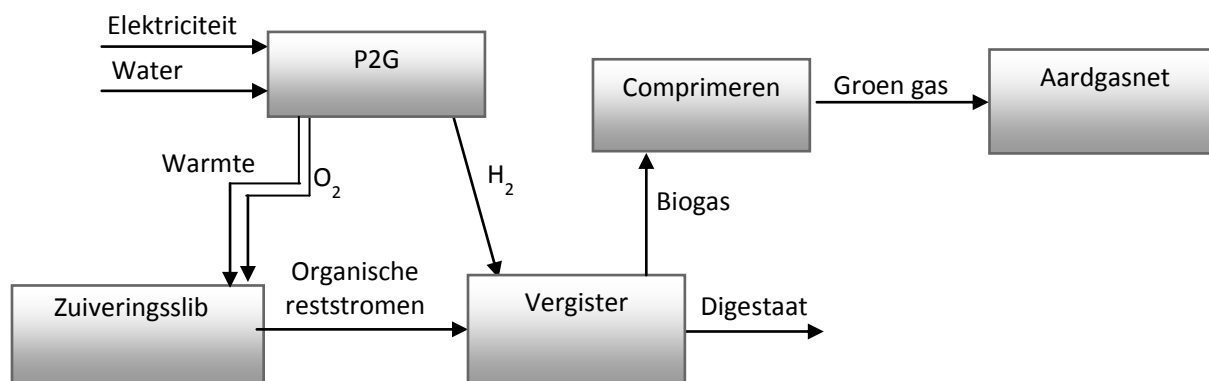
Chemisch methaniseren vindt plaats door middel van het Sabatier proces. Het betreft een katalytisch proces, dat plaatsvindt bij 200-500°C en een druk van 20-40 bar. Vaak wordt aluminiumoxide als katalysator gebruikt. Het proces heeft een rendement van 70-85 % en genereert veel warmte. De processen zijn uitermate gevoelig voor zuurstof en waterstofsulfide (H₂S), waardoor het biogas gereinigd dient te worden.

Bij biologisch methaniseren wordt waterstof toegevoegd aan het vergistingsproces. Bacteriën zetten H₂ en CO₂ om in CH₄. Deze reactie vindt plaats bij lage temperaturen (20-60°C) en is niet gevoelig voor H₂S in het biogas. In dit onderzoek wordt specifiek ingegaan op het biologisch methaniseren van biogas met H₂ van een P2G unit, omdat dit leidt tot extra methaan met zo laag mogelijke investeringen.

Ervaring

Met biologische methanisering is reeds ervaring opgedaan in Duitsland en Denemarken. In februari 2014 is het "Power-to-Gas BioCat2" project gestart met de bouw van een commerciële installatie in Denemarken. De waterzuiveringsinstallatie in Avedøre is uitgebreid met een 1 MWe P2G installatie. De restproducten warmte en zuurstof van de P2G installatie worden gebruikt voor het zuiveren van het afvalwater (Figuur 19). De techniek is beproefd op het Foulum testcentrum van de Aarhus

Universiteit. Hydrogenics heeft in dit project de P2G installatie geleverd en Electrochaea de biologische methaniseringsinstallatie. De totale kosten worden geschat op 6,7 miljoen euro.



Figuur 19 Schematische weergave van de productie van groen gas door middel van biomassavergisting en P2G

Het bedrijf Microbenergy heeft in Schwandorf (Duitsland) een P2G plant bij een vergister geïnstalleerd. Het systeem bestaat uit een 120 kWe P2G installatie en een 100 m³ vergister. Het biogas bestaat uit 52 % CH₄ en 48 % CO₂. Het CH₄-gehalte wordt naar 75 % opgevoerd door 20 Nm³/h waterstof toe te voegen aan de vergister. De pilot plant is al sinds november 2011 in bedrijf. De bacteriën worden inactief wanneer de waterstoftoevoer beperkt is.

Perspectief

Door de relatief eenvoudige techniek is de benodigde investering voor het biologisch methaniseren laag ten opzichte van het chemische Sabatier proces. De reststromen van de P2G unit (zuurstof en warmte) kunnen waar mogelijk worden ingezet voor andere processen. Zo kan de warmte worden ingezet om de vergister op temperatuur te houden.

Bedreigingen

Groen gas uit de vergister bevat na biologische methanisering vaak nog te veel CO₂ om rechtstreeks te kunnen worden ingevoerd in het aardgasnet. In het demonstratieproject "Microbenergy" wordt 52 % methaan op biologische wijze opgewerkt naar 75 % methaan, hetgeen nog te laag is voor het aardgasnet (≥90 % methaan). Een methaangehalte van 95 % is mogelijk met biologisch methaniseren maar verkeert nog in de onderzoekfase.

Proeftuin ACRRES

De bestaande onderzoeksvergister en navergister bij ACRRES hebben beide een inhoud van 500 m³ te vergisten materiaal. Het biogas wordt verbrand in een warmte kracht koppeling (WKK). Deze gasmotor drijft een generator met een vermogen van 123 kW aan. De warmte uit de rookgassen en het koelwater van de WKK wordt gebruikt om de vergister, de bioethanol installatie en de algenvijvers op temperatuur te houden. De vergister wordt bedreven in het mesofiele temperatuur gebied (38 °C).

Voor het toepassen van biologische methanisering dient een P2G unit bij de onderzoeksvergister geplaatst te worden. Bij een schaalgrootte van 600 kWe P2G zal ca. 100 Nm³/h waterstof worden toegevoerd aan de vergister en zal het methaangehalte in het biogas van ca. 52 % worden opgevoerd naar ca. 75 %. Bij een biogasproductie van ca. 300 Nm³/h zal er ca. 70 Nm³/h extra CH₄ worden geproduceerd.

Om tot aardgaskwaliteit te komen zal het methaangehalte verder moeten worden opgevoerd naar ca. 90 %. Hiervoor is een CO₂ scrubber met compressor van 1-8 bar nodig, maar deze zal kleiner en daarmee goedkoper uitgevoerd kunnen worden doordat het methaangehalte met de P2G unit reeds op 75 % is gebracht.

De investering in de P2G unit voor deze schaalgrootte wordt geschat op ca. €400.000. De besparing op de CO₂ scrubber met compressor bedraagt ca. €200.000. De netto extra investering ten opzichte van een vergistingsinstallatie met gasopwaardering bedraagt dus ca. €200.000.

Voor de bepaling van de jaarlijkse kosten is ervan uitgegaan dat de P2G installatie 8000 uren in bedrijf is, conform een reguliere vergistingsinstallatie. Voor de elektrolyse is dan een energiehoeveelheid van 8000 x 600 kW=4,8 GWh nodig. De energiekosten bij €0,05 /kWh bedragen dan €240.000 /jaar en bij €0,10 /kWh €480.000 /jaar. Het verschil in compressiekosten is verwaarloosbaar.

Voor de bepaling van de jaarlijkse baten is uitgegaan van een groene CH₄ prijs van €0,60 /Nm³. Uitgaande van de extra productiecapaciteit van ca. 70 Nm³/h CH₄ zijn de baten 8000x70x 0,60= €336.000.

Een eerste inschatting van de kosten en baten van het toepassen van P2G op de schaalgrootte van de ACRRES vergister is weergegeven in Tabel 8. P2G in combinatie met biologisch methaniseren van biogas resulteert met de gekozen uitgangspunten in een terugverdientijd van ruim twee jaar bij een energieprijzen van €0,05 /kWh. Deze toepassing verdient zich niet terug bij een energieprijzen van €0,10 /kWh.

Tabel 8 Indicatieve jaarlijkse kosten en baten voor biologische methanisering

Jaarlijkse kosten	€0,05 /kWh	€0,10 /kWh
Jaarlijkse kosten (Rente 4%)	€8.000	€8.000
Energiekosten elektrolyse	€240.000	€480.000
Totale kosten	€248.000	€488.000
Jaarlijkse baten	€0,05 /kWh	€0,10 /kWh
Extra CH ₄ productie	€336.000	€336.000
Bruto opbrengst	€88.000	€-152.000
Terugverdientijd	2,2 jaar	n.v.t.

5.5 Conclusies technische analyse

Uitgaande van een 4,2 MW windturbine met 135 meter ashoogte is een jaarlijkse opbrengst van 12 GW vastgesteld en een gemiddeld vermogen van 1,37 MW. Uit een opbrengstberekening over een periode van negen jaar blijkt de opbrengst in de zomermaanden circa 50 % lager te zijn dan in de winterperiode. Het combineren van de windturbine met een Zon-PV installatie zorgt voor verbetering van de energieopbrengsten in de zomermaanden. De combinatie van wind- en zonne-energie zorgt voor een aanzienlijk constanter patroon in de maandelijkse opbrengsten. Alleen voor de maand oktober blijft het energieaanbod in alle gevallen 15-20 % achter bij het gemiddelde.

De relatieve standaarddeviatie van het energieaanbod is het kleinst bij de combinatie met 6 MW Zon-PV piekvermogen. Het verschil met een installatie van 5 MW Zon-PV piekvermogen is zeer klein, terwijl de investering hiervoor een stuk lager ligt. De meest economische oplossing is een op het zuiden gerichte 5 MW Zon-PV , met een hellingshoek van 20°. Het gemiddeld vermogen van deze installatie is 0,57 MW, wat samen met de windturbine een gemiddeld vermogen van bijna 2 MW oplevert. Toevoeging van een zonnepark draagt bij tot een meer constant energieaanbod per maand.

Uitgaande van een maximaal benodigde tijd van één uur van de onbalansmarkt kan voor de accu uitgegaan worden van een opslagcapaciteit van 2 MWh Li-NMC accu.

Eén van de andere opties voor energieopslag is in de vorm van P2G. Er zijn twee P2G opties geanalyseerd, waaruit blijkt dat het opslaan van stroom in waterstof voor bijmenging bij anaerobe vergistingsinstallaties (biologisch methaniseren) het meest kansrijk is. Voor ACRRES bestaat de

mogelijkheid over te schakelen op landbouwtractoren op waterstof. Ook bijmenging van 10 % waterstof aan dieseltractoren is een aantrekkelijke optie omdat hierdoor tractoren 30 % zuiniger worden. Voor de waterstofoptie voor bijmenging is bij een elektriciteitsprijs van €0,05 /kWh de terugverdientijd 2 jaar.

6 Markt- en economische analyse

In deze economische analyse wordt beschreven hoe de business case eruit zou kunnen zien voor de combinatie windturbine, Zon-PV en accu. Er wordt vastgesteld of de business case financieerbaar is op basis van CAPEX, OPEX, economy of scale, marktwaarde flexibiliteit en huidige tariefstelling/wetgeving. Er zijn vier mogelijke markten:

1. Onbalansmarkt en APX
2. Reservevermogen markt
3. Curtailment waardoor het aansluitvermogen afneemt en er bespaard wordt op componenten
4. Power-to-gas

6.1 Onbalansmarkt en APX

TenneT heeft een single buyer markt voor regel- en reservevermogen ingericht om zijn taken op het gebied van transport- en systeemdiensten te kunnen uitvoeren. Marktpartijen kunnen op de single buyer markt aan TenneT regel- of reservevermogen aanbieden. Dit is vermogen dat zij ten opzichte van hun al verkochte-programma meer of minder kunnen produceren of verbruiken. TenneT gebruikt aangeboden regel- en reservevermogen voor balanshandhaving, om het momentane evenwicht tussen vraag en aanbod van elektriciteit in Nederland te handhaven of te herstellen. De prijzen worden bepaald ten opzicht van de APX markt. APX is een beurs waar energie verhandeld wordt. De beurs is opgericht om de liberalisering van de energiemarkt te ondersteunen. Op de markt komen vraag en aanbod van elektriciteit bij elkaar waardoor de prijs op een transparante wijze tot stand komt. De beurs opereert verschillende platformen voor spothandel elektriciteit in Nederland, België en het Verenigd Koninkrijk. Sinds de oprichting in 1999 biedt APX handels-, clearing & settlements- en datadistributiediensten aan. APX biedt benchmark gegevens en publiceert indexcijfers. Aan het einde van 2013 telde de beurs 150 leden uit meer dan 15 landen. De leden zijn voornamelijk energieproducenten, nutsbedrijven en financiële instellingen. Sinds 2015 is de APX opgegaan in de EPEX waardoor heel centraal West-Europa en Groot-Brittannië samen een handelsplatform vormen. Voor deze markt kunnen aanbieders tot 11.00 uur een leveringsprogramma indienen. In de middag worden de prijzen bekend. Handel in de APX markt is hierdoor speculatief. Verschillen in vraag- en aanbod worden opgevangen door de onbalansmarkt.

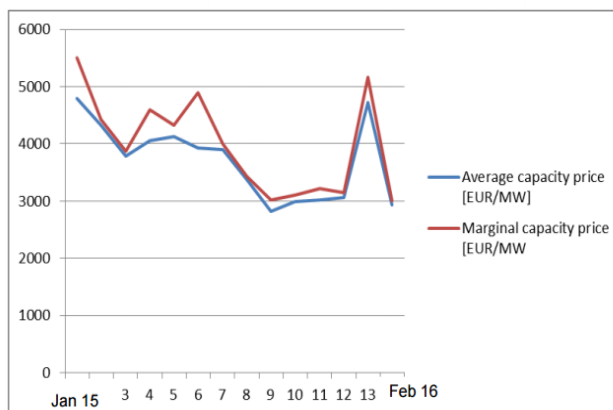
Voor de opbrengstberekeningen zijn er twee verschillende typen accu's gebruikt namelijk met een laad-en ontladcapaciteit 1C (verhouding capaciteit en vermogen) en 2C. Het regelbaar vermogen van 2 MW is goed voor een onbalansopbrengst van €103.340 per jaar bruto voor een 1C accu en €164.910 per jaar bruto voor een 2C accu. Volgens de accu leverancier gaat de hoge ontladcapaciteit van 2C echter sterk ten koste van de levensduur: Na tien jaar is de capaciteit al afgenomen tot 60 %. Daarom wordt de optie van een 2C accu niet verder uitgewerkt. De financiële opbrengst is gebaseerd op het jaar 2015 en is uitgerekend met het accuprogramma ontwikkeld op www.kostennetaansluiting.nl (Kosten Netaansluiting, 2016, Bijlage 3). Hierbij werden de instellingen gebruikt uit Tabel 9.

Tabel 9 Samenvatting opbrengstberekeningen met verschillende typen accu's

Naam	Type 1C	Type 2C
Capaciteit (kWh)	2.000	2.000
Vermogen (kW)	2.000	4.000
Leeg	0	0
Extreem af	400	400
Extreem op	1200	1200
Vol	2.000	4.000
Extreem af	-50	-50
Normaal af	-10	-10
Normaal op	10	10
Extreem op	50	50
Af	560	965
Op	549	782
Ontladen [kWh]	-1.510.333	-2.435.600
Laden [kWh]	1.510.233	2.435.200
€/MW	51,67	82,45
€/MWh	34,00	43,00
€	103.340	164.910

Energieopslag van 2 MWh met een 1C accu vraagt een investering van 1 miljoen euro (Vegte, van de, 2016). Met een prijs voor de inverters en aansturing van €150.000 komt de totale investering van het opslagsysteem op €1.300.000. Bij deze prijs komt nog ongeveer 10 % voor de inpassing (trafostations, bekabeling, etc., indien noodzakelijk) plus €8.000 in de onbalansregelaar. Daarnaast zijn de maandelijkse kosten van het onbalanssysteem zo'n €500 per maand. Naast de maandelijkse kosten gaat er 9 % van de energie verloren bij elke laad-ontlaadcyclus. Hierdoor daalt de opbrengst uit Tabel 9 naar €94.040 en komt de terugverdientijd van de 1C accu op 15 jaar uit (€1.438.000 /€94.040).

6.2 Markt reservevermogen



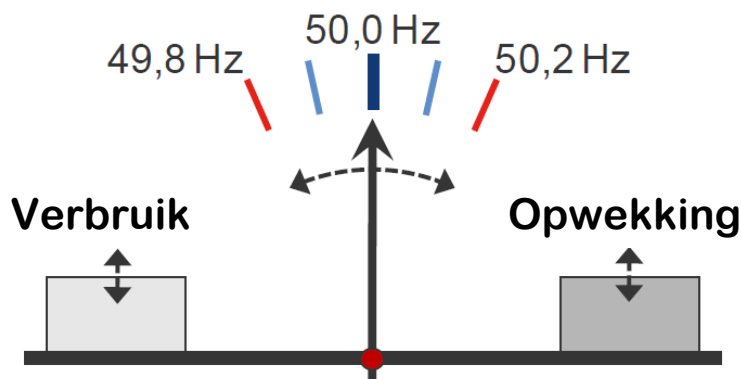
Figuur 20 Links: AES gebouw voor 10 MW energieopslag
 Rechts: Capaciteitsprijs van de Primary Control Markt per week

Het gewenste vermogen van de reservecapaciteit in Nederland was in 2013 114 MW (Putten, van, 2013). Het aandeel en minimale primaire reservevermogen nemen af volgens onderstaande Tabel 10.

Tabel 10 De gewenste capaciteit van het reservevermogen (TenneT, 2016)

Jaar	Share in UCTE production (%)	Minimum primary reserve (MW)
2011	4,2	125
2012	3,9	117
2013	3,8	114
2014	3,4	101
2015	3,2	96

Andere namen voor reservevermogen zijn Frequency Containment Reserve (FCR) of Primaire Control Markt. Het minimum vermogen is 1 MW en alleen Nederlandse aanbieders worden nu toegelaten. Deze capaciteit is dan voor TenneT beschikbaar voor regelvermogen. Door leverancier AES is hiervan 10 MW ingevuld in Zeeland (Figuur 20, links).



Figuur 21 De balans tussen verbruik en opwekking houdt de net frequentie exact op 50 Hz

Het reservevermogen biedt de mogelijkheid het verschil in vraag en aanbod van energie te compenseren. De belangrijke indicator hierbij is de netfrequentie zoals weergegeven in Figuur 21. Verschil in vraag en aanbod geeft afwijkingen in de netfrequentie. Met het reserve vermogen kan TenneT regelen op de netfrequentie. De regeling werkt op de tijdschaal 0 tot 15 minuten. Het primaire reservevermogen is het vermogen dat onder regie van de primaire regeling wordt geactiveerd. De primaire regeling is een op productiemiddelen, lokaal uitgevoerde automatische inrichting, die binnen maximaal 30 seconden zorgt voor een constante verhouding tussen frequentie-verandering en productie(vermogens)-verandering.

Na de invoering van het AES-systeem in 2015 is de prijs gedaald van circa €4.000 per week naar circa €3.000 per week (Figuur 20, rechts). Dit levert een jaarlijkse opbrengst op van €156.000 per MWh. Uitgaande van dezelfde accuprijs als genoemd in Paragraaf 6.1 van €1.438.000 per MWh voor de accu inclusief de vermogens-elektronica is de terugverdientijd is 9,2 jaar (€1.438.000 / €156.000). Ondanks de afname van de capaciteitsprijs naarmate het gewenste vermogen verder ingevuld wordt, blijkt dat deze markt nog interessant is.

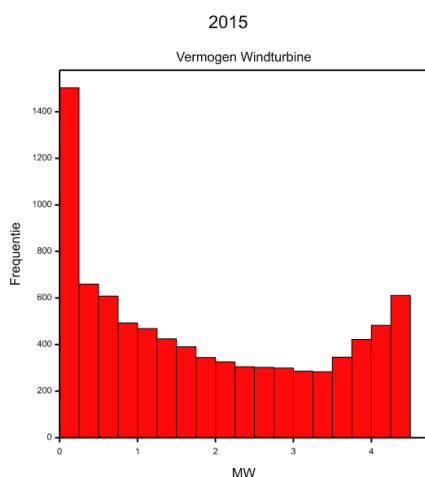
6.3 Peakshaving en curtailment

Met 'peakshaving' wordt het aftoppen van vraagpieken naar elektriciteit bedoeld. Curtailment is de term die gebruikt wordt om de pieken in het aanbod, de productie van elektriciteit te verkleinen. Met beide kan mogelijk bespaard worden op aansluitkosten, omdat kleinere trafo's en lichtere kabels gebruikt kunnen worden. Er zijn tenminste drie mogelijkheden om curtailment te realiseren. Curtailment zal bij de eerder gevonden constante opbrengst per maand de energiepieken boven een bepaalde drempel weg regelen door minder wind- of zonne-energie te produceren. Een alternatief is om deze energiepieken in de accu op te slaan en terug te leveren wanneer minder duurzame energie beschikbaar is. Dit kan eventueel in combinatie met het verdienmodel van de onbalansmarkt. Een andere optie is cable pooling. Hierbij wordt het vermogen van de Zon-PV zodanig gekozen dat de kabelbelasting niet of in geringe mate groter wordt dan bij de standalone windturbine. Er zijn ook mogelijkheden zoals inverter pooling en trafo pooling, die niet uitgewerkt worden in dit onderzoek. Het heeft de aanbeveling om dit in verder onderzoek wel te doen.

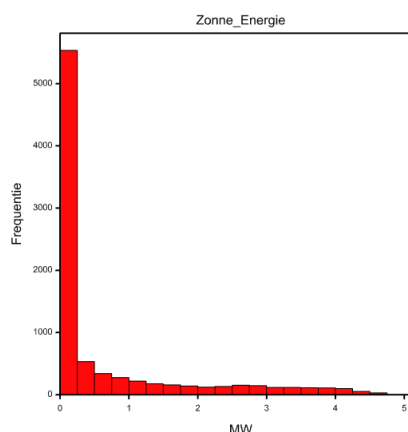
6.3.1 Curtailment bij een constant vermogen per maand

De eerste insteek van dit haalbaarheidsonderzoek is een zo optimaal mogelijke combinatie van wind- en zonne-energiesystemen te vinden om het energieaanbod per maand zo constant mogelijk te houden. Dit komt neer op gemiddeld 2 MW voor de combinatie 4,2 MW windturbine en 5 MW PV-Zon. Een meer constant aanbod van energie is goed voor de stabiliteit van het net. Ondanks deze optimalisatie kan het gebeuren dat het duurzame energieaanbod maximaal of minimaal is. Het maximaal aanbod is op een zonnige dag met veel wind met een vermogen van $4,2+5= 9,2$ MW. In een windstille nacht is er uiteraard geen aanbod van duurzame energie.

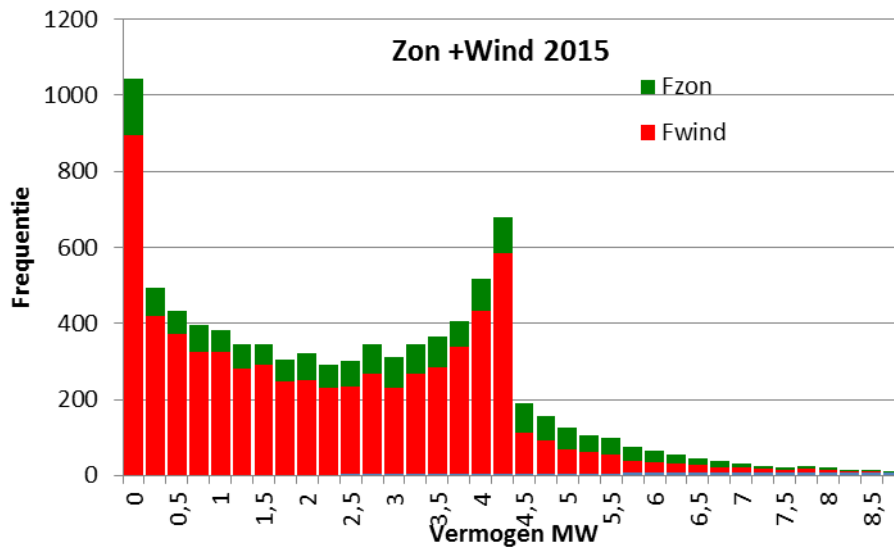
Bij een overaanbod is het mogelijk om de windturbine en (een deel van) de Zon-PV-installatie af te schakelen of terug te regelen. In deze paragraaf zijn drie gevallen van curtailment apart bekeken: alleen windenergie (4,2 MW turbine op 135 meter hoogte in Lelystad - Figuur 22A), alleen Zon-PV (5 MW - Figuur 22B) en een combinatie van beide systemen (Figuur 22C). Voor de analyse is gebruik gemaakt van wind- en zonne-data van Lelystad in 2015. Uit Figuur 22A blijkt dat het voor windenergie niet logisch is om als eerste curtailment op toe te passen omdat het maximaalvermogen -in dit geval 4,2 MW- relatief veel voorkomt en dus nog veel waarde heeft. Voor standalone Zon-PV (Figuur 22B) blijkt de energieopbrengst in de vermogensklasse 4,5-5,0 MW een afname in frequentie te laten zien.



A



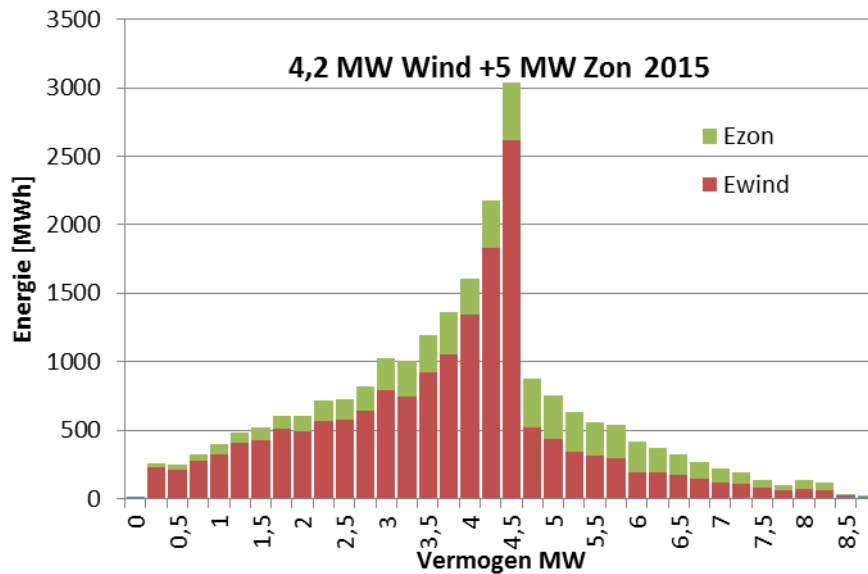
B



C

Figuur 22 Frequenties van energieopbrengsten voor A: alleen windenergie (4,2 MW turbine op 135 meter hoogte in Lelystad), B Frequentie van vermogens van een 5 MWp Zon-PV energiesysteem in Lelystad gebaseerd op weergegevens in 2015 en C Een combinatie van beide systemen: Rood: Frequentie van vermogens van wind
 Groen: Frequentie van vermogens van Zon-PV.

Figuur 23 laat per vermogensklasse de totaal opgewekte hoeveelheid energie zien. Ook hier is de afname boven 4,25 MW zichtbaar. In de aflopende staart boven de 4,25 MW zit echter in totaal nog een jaarlijkse energiehoeveelheid van 1.590 MWh. Bij een elektriciteitsprijs van €0,035 en een SDE bijdrage van €0,085 is de waarde hiervan €190.810. Curtailment is daarom pas interessant bij een maximaal vermogen van 8,0 MW. De combinatie windenergie en Zon-PV (Figuur 22C) kan samen maximaal 9,2 MW leveren. Vermogens boven de 8 MW komen echter zeer weinig voor: De jaarlijkse opbrengst boven 8,2 MW is in totaal 25 MWh. Bij een elektriciteitsprijs van €0,12/kWh (inclusief SDE) is de waarde hiervan slechts €2.980. Daarom lijkt het interessant het vermogen te reduceren tot 8,2 MW van de combinatie, waardoor netaansluiting, aansluitkabels en trafo lichter uitgevoerd kunnen worden. Deze reductie in aansluitvermogen levert een besparing op van ca. €40.000. In het geval van ACRRES in Lelystad is het echter mogelijk het volle vermogen van 9,2 MW op de bestaande kabels aan te sluiten (Bijlage 4). Bij kortdurende overschrijdingen tot het totaalvermogen van 9,2 MW kan de extra energie in de accu opgeslagen worden.



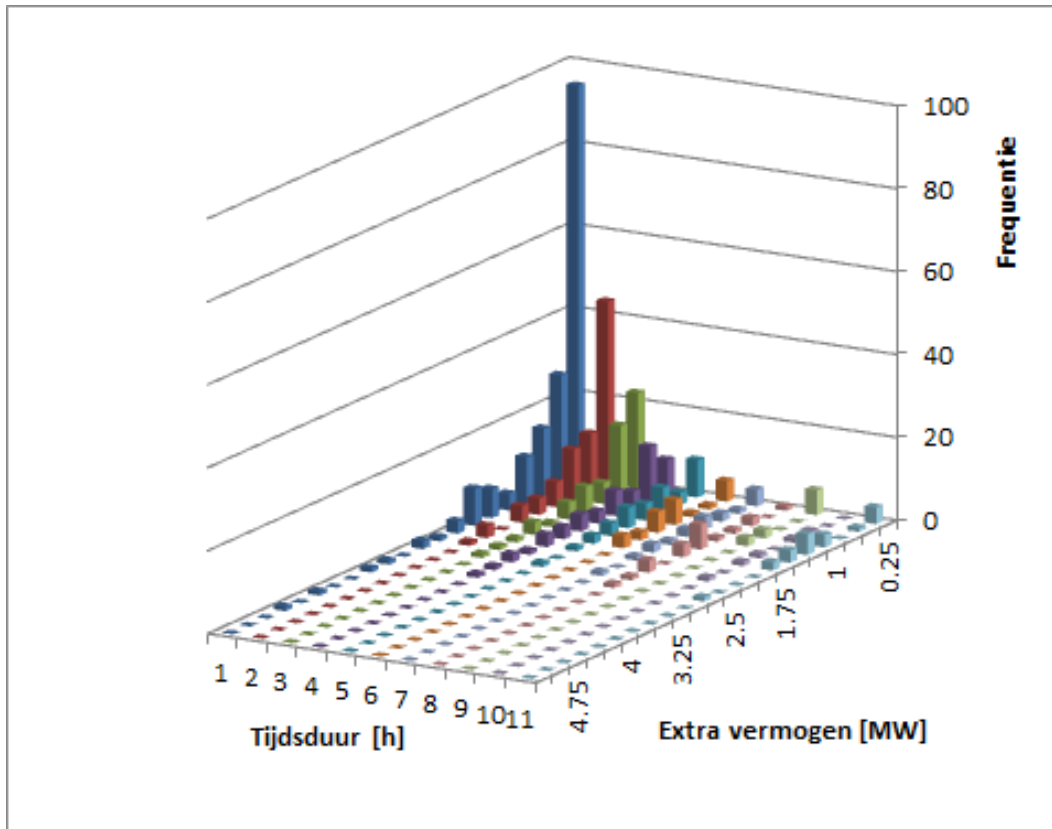
Figuur 23 Totale energiebijdrage per vermogensklasse van een 4,2 MW windturbine op 135 meter hoogte in Lelystad en een 5 MWp Zon-PV

6.3.2 Curtailment met opslag

De eerste insteek van dit haalbaarheidsonderzoek was om uit te gaan van een constante energieopbrengst per maand. Echter de combinatie wind- en zonne-energie kan grote pieken in opbrengst geven op zonnige dagen met veel wind. De totale hoeveelheid energie boven 4,2 MW vermogen is 1.590 MWh en heeft een waarde van €190.810 (Paragraaf 5.3.1). In Figuur 24 is de frequentie en tijdsduur aangegeven van het extra vermogen boven de 4,2 MW. Door uit te gaan van een laadtechniek van maximaal 1C is een deel van deze energie in de accu op te slaan. De resultaten voor verschillende accucapaciteiten zijn in Tabel 11 samengevat. Uit deze tabel blijkt dat het niet rendabel is te investeren in een grotere accu. Echter met de eerder voorgestelde accu van 2 MWh kan nu naast een verdienmodel met de onbalansmarkt ook verdiend worden met curtailment waardoor de accu eerder terugverdiend wordt.

Tabel 11 Jaarlijkse opslagcapaciteiten voor vermogens boven 4,2 MW bij verschillende accucapaciteiten

Accucapaciteit [MWh]	Maximaal op te slaan energiehoeveelheid [MWh]	Waarde opgeslagen energiehoeveelheid [€]
2	542	€65.040
3	632	€65.810
4	670	€80.400



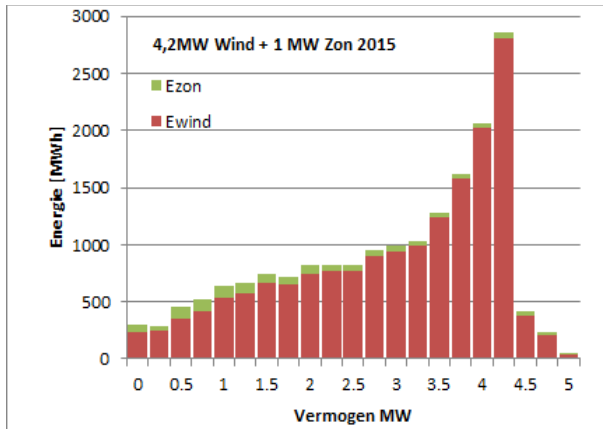
Figuur 24 Hoeveelheid en tijdsduur van het extra vermogen boven 4,2 MW

6.3.3 Curtailment met vaste kabelbelasting

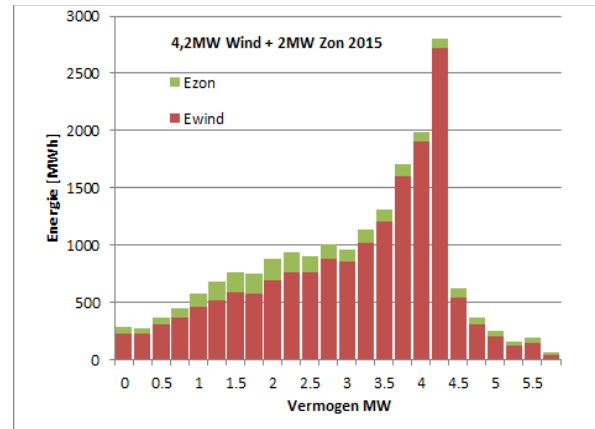
De hoeveelheid bijgeplaatst Zon-PV vermogen bepaalt in belangrijke mate het maximale piekvermogen. In de twee vorige gevallen werd bij de combinatie met 5 MW Zon-PV een deel van het piekvermogen weggeregeld of opgeslagen in een accu. In deze paragraaf wordt onderzocht wat de invloed van een kleiner opgestelde Zon-PV installatie is op het piekvermogen, waarbij eventuele kleine overschrijdingen nog weggeregeld kunnen worden. In Figuur 25 is de frequentie van de energiehoeveelheden weergegeven. Bij een toenemend vermogen van Zon-PV neemt de hoeveelheid energie boven 4,2 MW toe. De energiehoeveelheden boven 4,2 MW en de waarde hiervan zijn weergegeven in Tabel 12.

Tabel 12 Energiehoeveelheid en de waarde ervan voor vermogens boven 4,2 MW

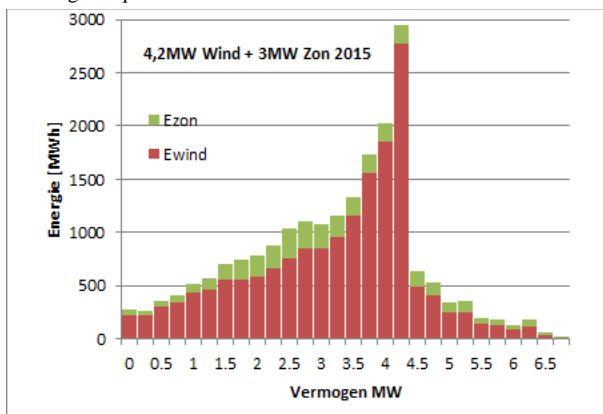
Vermogen Zon-PV [MW]	Energiehoeveelheid vermogens boven 4,2 MW [MWh]	Waarde vermogens boven 4,2 MW [€]
1	244	€29.382
2	424	€50.970
3	681	€81.737
4	1.058	€126.973
5	1.590	€190.810



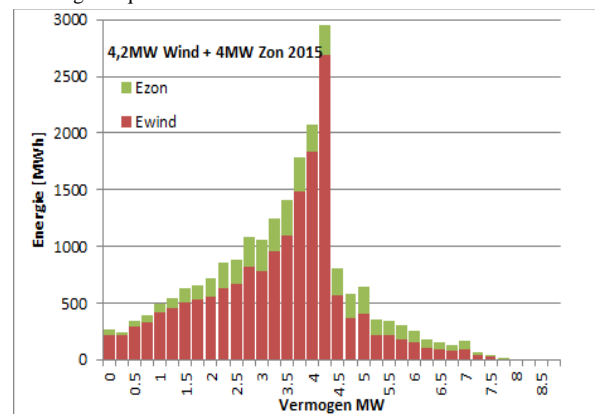
A Energiefrequentie met 1 MW Zon-PV



B Energiefrequentie met 2 MW Zon-PV



C Energiefrequentie met 3 MW Zon-PV



D Energiefrequentie met 4 MW Zon-PV

Figuur 25 Energiefrequenties voor de range 1 - 4 MW Zon-PV

Tabel 12 geeft een bijna lineaire toename van de hoeveelheid energie en de waarde hiervan boven 4,2 MW vermogen. Een vaste bekabeling beïnvloedt de businesscase van de Zon-PV meer naarmate de opstelling groter wordt. In de situatie van ACRRES is er echter voldoende kabelbelasting mogelijk om 5MWp te realiseren.

6.4 Combinatie met Power-to-gas

Door een combinatie van wind, Zon-PV, accu en P2G kan een deel van de pieken in de elektriciteitsproductie opgeslagen worden in waterstof. Door een voorziening aan te brengen voor extra waterstofopslag kan gebruik gemaakt worden van de in Paragraaf 5.1 beschreven APX en onbalansmarkt op het afschakeldeel zodat hier inkomsten gegenereerd kunnen worden. Tevens kan gebruik gemaakt worden van het in Paragraaf 5.3 beschreven curtailment principe. In de praktijk zal echter niet voor een combinatie gekozen worden, maar hetzij voor de accu of P2X.

6.4.1 Risico's en SWOT

Het verdienmodel van een smart-grid systeem is afhankelijk van een aantal maatschappelijke ontwikkelingen. De verdere implementatie van duurzame energiesystemen, voornamelijk zonne- en windenergiesystemen, zal de vraag naar opslagsystemen doen toenemen om leveringszekerheid en vraag- en aanbod van energie te handhaven. Door de hoge prijs van accu's is momenteel de benodigde investering nog te hoog voor een interessante businesscase. Het ligt echter in de lijn der verwachting dat accusystemen in prijs gaan dalen (Figuur 15, rechts) door de opschaling van de accuproductie en door een toenemend aantal elektrische auto's. Anderzijds kunnen ontwikkelingen als een Europees supergrid zoals de HVDC verbindingen naar Noorwegen en toekomstige verbindingen naar Zuid-Europa de noodzaak voor opslag de komende decennia verminderen. Ook veranderingen in de electriciteitsprijs kunnen deels de vraag naar energieopslag verminderen. Echter, gezien de enorme taakstelling en uitdaging voor overheden om het aandeel duurzame energie van ca. 6 % naar 80 % te brengen, is het de verwachting dat dit leidend zal worden voor de stabilisatie van het net en voor een toenemende vraag naar opslag. Deze ontwikkelingen zijn voor de onbalansmarkt en APX in een SWOT-analyse in Tabel 13 samengevat. In Tabel 14 is dit weergegeven voor het reservevermogen. Hier blijkt dat er meer kansen en minder bedreigingen zijn voor deze markt ten opzichte van de APX en onbalansmarkt. De SWOT-analyse voor een waterstoftankstation is weergegeven in Tabel 15.

Tabel 13 SWOT-analyse onbalans markt en APX

Sterktes	Zwakten
<ul style="list-style-type: none"> - Behoud van energie bij overschot - Geschikt voor op- en afregelen van vermogen - Zeer groot vermogen en capaciteit beschikbaar 	<ul style="list-style-type: none"> - Lange terugverdiëntijd door hoge investeringen en door de lage bezettingsgraad van het opslagsysteem bij de onbalans markt
Kansen	Bedreigingen
<ul style="list-style-type: none"> - Toename flexibel vermogen 2000 KW - Accu's worden goedkoper 	<ul style="list-style-type: none"> - Europees super HVDC grid - Andere (negatieve) prijsstelling

Tabel 14 SWOT-analyse markt reservevermogen

Sterktes	Zwakten
<ul style="list-style-type: none"> - Korte terugverdiëntijd door hoge opbrengst - Geschikt voor op- en afregelen van vermogen 	<ul style="list-style-type: none"> - Relatief kleine vermogens - Minimaal vermogen 1 MW
Kansen	Bedreigingen
<ul style="list-style-type: none"> - Toename flexibel vermogen 2000 KW - Accu's worden goedkoper - Accu's later ook voor andere markten te gebruiken 	<ul style="list-style-type: none"> - Beperkte marktgrootte

Tabel 15 SWOT-analyse waterstoftankstation

Sterktes	Zwakten
----------	---------

- Korte terugverdientijd door hoge opbrengst	- Geen mogelijkheid voor energieretourlevering aan het net
Kansen	Bedreigingen
- In 2020 een landelijk net van 20 waterstof tankstations	- Nog zeer weinig waterstof auto's
- Opent nieuwe mogelijkheden voor duurzaam vervoer en mogelijk ook voor tractoren in de landbouw	- Blijft de prijs van waterstof onbelast?
	- Fossiel opgewekte waterstof heeft een aanzienlijk lagere prijs

Investeringsplannen

Voor de Zon-PV installatie, de Li-NMC accu en de twee P2G opties zijn de investeringskosten bepaald en omgerekend naar jaarlijkse kosten.

6.4.1.1 Zon-PV installatie

De benodigde investering voor de Zon-PV installatie is 5 miljoen euro. Daarnaast zijn de pachtkosten voor de grond €860 per hectare per jaar. Dit resulteert in de in Tabel 16 aangegeven jaarlijkse kosten.

Tabel 16 Indicatieve jaarlijkse kosten van de 5 MW zuid 20° Zon-PV installatie voor de situatie bij ACRRES in Lelystad

Jaar	
Jaarlijkse kosten (Rente 4 %)	€200.140
Grondpacht 8,85 ha a €860	€7.611
Totale kosten	€207.751

In Tabel 17 zijn de jaarlijkse baten en opbrengsten weergegeven bij een elektriciteitsprijs van €0,12 /kWh (inclusief SDE).

Tabel 17 Jaarlijkse kosten en baten van een 5 MW zuid 20° Zon-PV installatie

Jaar	€0,12/kWh
Baten	€577.000
Totale kosten	€207.751
Bruto opbrengst	€369.249
Terugverdientijd	13,5 jaar

6.4.1.2 Li-NMC accu met onbalansmarkt

Voor de aanschaf van het 2 MWh Li-NMC energieopslagsysteem (accu met bijbehorende regelelektronica en omvormers) met een laad- en ontladcapaciteit van 1C is een totale investering van 1,438 miljoen euro nodig. Dit resulteert in de in Tabel 18 aangegeven jaarlijkse kosten.

Tabel 18 Indicatieve jaarlijkse kosten voor de Li NMC accu

Jaar	
Jaarlijkse kosten (Rente 4 %)	€57.520
Maandelijkse kosten	€6.000
Totale kosten	€63.520

De jaarlijkse baten voor de onbalans markt zijn €103.340 voor 2 MWh (paragraaf 6.1). Hier wordt 9% energieverlies in mindering opgebracht. Daarnaast wordt hieronder in tabel 19 de maandelijkse kosten voor de onbalanssysteem opgenomen.

Tabel 19 Indicatieve jaarlijkse kosten en baten van de Li-NMC accu voor de toepassing voor Onbalans Markt

Jaar	0,05€/kWh
Baten	€94.040
Kosten	€63.520
Bruto opbrengst	€26.520
Terugverdientijd	15 jaar

6.4.1.3 Li-NMC accu in combinatie met onbalansmarkt en peakshaving

De jaarlijkse kosten en baten zijn in Tabel 20 weergegeven. De jaarlijkse baten voor de onbalans markt zijn €103.340 voor 2 MWh (paragraaf 6.1, exclusief energieverlies). Wanneer ook peakshaving wordt toegepast (niet interessant voor de situatie bij ACRRES) is er een extra opbrengst van €65.040 (paragraaf 6.3.2), zodat de totale baten op €159.080 komen. Dit resulteert in een terugverdientijd van 9 jaar.

Tabel 20 Indicatieve jaarlijkse kosten en baten van de Li-NMC accu voor de toepassing voor Onbalans Markt

Jaar	0,05€/kWh
Baten	€159.080
Kosten	€63.520
Bruto opbrengst	€91.560
Terugverdientijd	9 jaar

6.4.1.4 Li-NMC accu onbalansmarkt in combinatie met reservevermogen markt

De kosten van de accu zijn €63.520 en de jaarlijkse baten zijn in tabel 20 weergegeven (€159.080). De jaarlijkse baten voor de reservevermogen markt zijn €156.000 per MWh (paragraaf 6.2) dus dit is totaal €315.080 (tabel 21). Deze combinatie levert een terugverdientijd op van 4,6 jaar. Het is echter niet geheel duidelijk of deze combinatie ook in praktijk gaat werken.

Tabel 21 Indicatieve jaarlijkse kosten en baten van de Li-NMC accu voor de toepassing voor onbalans en reservevermogen markt

Jaar	€0,05/kWh
Baten	€315.080
Kosten	€63.520
Bruto opbrengst	€247.560
Terugverdientijd	4,6 jaar

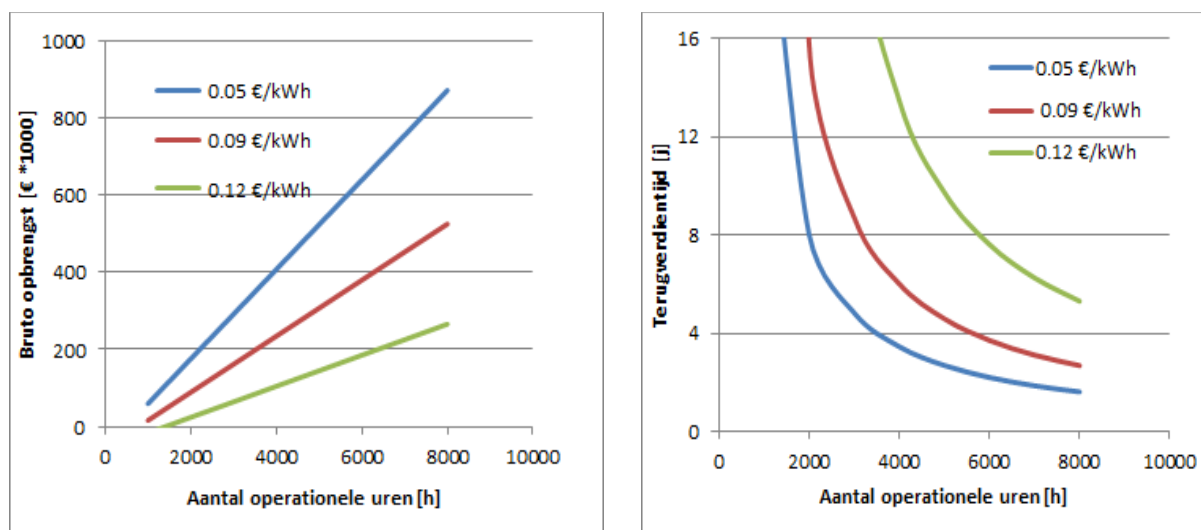
6.4.1.5 Power-to-gas voor mobiliteit

De bepaling van de jaarlijkse opbrengst en kosten is gedaan in paragraaf 5.4.2.1

Tabel 22 Indicatieve jaarlijkse kosten en baten van een waterstof tankstation

Jaar	0,05€/kWh	0,10€/kWh
Baten	€744.600	€744.600
Totale kosten	€286.600	€516.800
Bruto opbrengst	€458.000	€277.800
Terugverdientijd	3 jaar	5 jaar

Met de in Tabel 22 weergegeven kosten resulteert dit in een terugverdientijd van respectievelijk drie of vijf jaar. Voor een variabel aantal uren en verschillende prijsniveaus voor elektriciteit zijn de bruto opbrengst en de afschrijfperiode bepaald en weergegeven in Figuur 26. De bruto opbrengst neemt lineair toe met het aantal operationele uren. Boven een elektriciteitsprijs van €0,12 /kWh en bij operationele tijden korter dan 2500 uren is een korte terugverdientijd niet haalbaar.



Figuur 26 De bruto opbrengst (links) en terugverdientijd (rechts) van een waterstof tankstation als functie van het aantal operationele uren

6.4.1.6 Power-to-gas voor vergisting

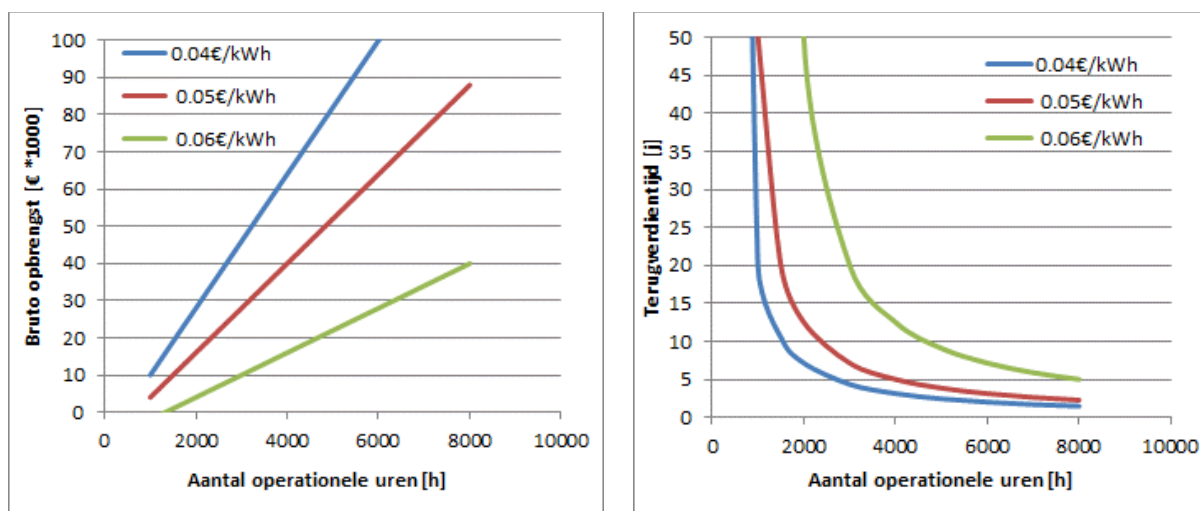
De kosten en baten voor Power-to-gas voor vergisting zijn uitgerekend in paragraaf 5.4.2.2.

Tabel 23 Indicatieve jaarlijkse kosten en baten voor biologische methanisering

Jaarlijkse kosten	€0,05 /kWh	€0,10 /kWh
Jaarlijkse kosten (Rente 4%)	€8.000	€8.000
Energiekosten elektrolyse	€240.000	€480.000
Totale kosten	€248.000	€488.000
Jaarlijkse baten	€0,05 /kWh	€0,10 /kWh
Extra CH ₄ productie	€336.000	€336.000
Bruto opbrengst	€88.000	€-152.000
Terugverdientijd	2,2 jaar	n.v.t.

Voor het toepassen van P2G op de schaalgrootte van de ACRRES vergister zijn de kosten en baten weergegeven in Tabel 8 bij twee verschillende elektriciteitsprijzen. Deze toepassing verdient zich niet meer terug bij een energieprijzen hoger dan €0,07/kWh. In Figuur 27 is de bruto opbrengst en

terugverdientijd weergegeven als functie van de operationele tijd bij drie verschillende elektriciteitsprijzen. P2G in combinatie met biologisch methaniseren van biogas resulteert met de gekozen uitgangspunten in een terugverdientijd van ruim 2 jaar bij een energieprijis van €0,05 /kWh en 8.000 operationele uren.



Figuur 27 De bruto opbrengst (links) en terugverdientijd (rechts) van de methaniseringsunit bij ACRRES als functie van het aantal operationele uren

6.5 Conclusie markt- en economische analyse

Uit de berekeningen blijkt dat de accu alleen voor handel op de onbalansmarkt een beperkte opbrengst geeft en daarom een lange terugverdientijd van 15 jaar. Als de accu naast onbalans ook gebruikt wordt met curtailment en de reserververmogen markt kan dit teruggebracht worden tot bijna 12 jaar. Het is echter niet bekend of deze combinatie in praktijk mogelijk is. Mogelijk wordt door het groeiend aandeel van duurzame energie de onvoorspelbaarheid in het energieaanbod groter waardoor de prijzen op de onbalansmarkt op termijn zullen stijgen. Dit effect kan weer teniet worden gedaan door het toenemend aantal grid connecties tussen de Europese landen en door een nieuwe manier van prijsbepaling. Gezien de enorme ambities van de EU om het aandeel duurzame energie toe te laten nemen is de verwachting echter dat dit leidend zal zijn voor de energiemarkten. De daling van de accuprijzen zal eveneens de businesscase op termijn kunnen verbeteren. Als de prijsdaling van accu's doorzet tot circa 1/3 van de huidige prijzen en de voorspelbaarheid van het energieaanbod afneemt zal de onbalansmarkt in de toekomst interessanter worden.

Bij de combinatie van de 4,2 MW windturbine en de 5 MW Zon-PV is het de vraag of curtailment interessant is. Wanneer de aansluitkabels en trafo's voldoende zwaar zijn is peakshaving onnodig, zoals het geval is bij ACRRES. Wanneer er vermogen moet worden weggeregeld is dat voor vermogens boven 8,2 MW niet kostbaar, omdat het niet vaak voorkomt. Twee alternatieven zijn het gebruik maken van de 2 MWh accu voor de opslag van de overcapaciteit of het verkleinen van het vermogen van de Zon-PV. De reserververmogen markt blijkt een korte terugverdientijd te hebben van 2,5 jaar. Ondanks dat de capaciteitsprijs afneemt naarmate het gewenste vermogen verder ingevuld wordt, blijkt dat deze markt nog zeer interessant is.

De energieopslag als P2G in de vorm van een waterstoftankstation kan interessant zijn. De energieprijis voor mobiliteit is hoger dan de prijs op het net en hiermee kan de accucapaciteit

kleiner worden. De terugverdientijd is sterk afhankelijk van de elektriciteitsprijs die gehanteerd kan worden en is bij €0,05/kWh 3 jaar en bij €0,10/kWh 5 jaar.

De methanisering van waterstof in de bestaande vergistingsinstallatie bij ACRRES is alleen interessant bij lagere elektriciteitsprijzen: Bij 8.000 draaiuren en een elektriciteitsprijs van €0,05 /kWh is de terugverdientijd 2 jaar.

7 Conclusies

Uit de technische analyse bleek dat een 4,2MW Enercon windturbine in combinatie met een 5 MW Zon-PV systeem een redelijk constante hoeveelheid energie oplevert per maand. Hiermee wordt de aanwezige infrastructuur van kabels en trafo's beter benut. Het gemiddeld vermogen per uur van de combinatie is 2 MW. Toevoeging van een zonnepark draagt bij tot een meer constant energieaanbod per maand. Uit de technische analyse blijkt een behoefte aan accu opslagcapaciteit van 2 MWh met een vermogen van 2 MW.

Uit de economische analyse blijkt de reservevermogen markt in combinatie met de onbalansmarkt een korte terugverdientijd te hebben van ongeveer 4,6 jaar. Het is echter de vraag of dit technisch mogelijk is, dit vereist verdere studie. Een ontwikkeling is dat de capaciteitsprijs voor de reservevermogen markt afneemt naarmate het gewenste vermogen verder ingevuld wordt. Ondanks deze ontwikkeling lijkt deze markt nog zeer perspectiefvol. De verwachting is dat de accuprijzen verder zullen dalen wat de ontwikkeling in de capaciteitsprijs mogelijk kan compenseren.

De handel op de onbalansmarkt gerelateerd aan de APX resulteert in een beperkte opbrengst en daarom een lange terugverdientijd van bijna 15 jaar. Deze optie lijkt derhalve niet interessant. De perspectieven op onbalansmarkt kunnen door toekomstige ontwikkelingen veranderen. Mogelijk wordt door het groeiend aandeel van duurzame energie de onvoorspelbaarheid in het energieaanbod groter waardoor de energieprijzen op de onbalansmarkt op termijn zullen stijgen. Dit effect kan verminderen door het toenemend aantal gridconnecties tussen de Europese landen en door een nieuwe manier van prijsbepaling. Echter gezien de enorme ambities van de EU om het aandeel duurzame energie toe te laten nemen is de verwachting dat dit leidend zal zijn voor de energiemarkten. De daling van de accuprijzen zal eveneens de businesscase op termijn kunnen verbeteren. Enkele voorspellingen over de toekomstige accuprijzen laten een prijsdaling zien tot circa 1/3 van de huidige prijzen. Als de voorspelbaarheid van het energieaanbod verder afneemt door het groeiend aandeel duurzame energie zal de onbalansmarkt in de toekomst interessanter worden. Deze mogelijke toekomstige ontwikkelingen zijn te onzeker voor een businesscase.

Energieopslag in combinatie met P2G in de vorm van een waterstof biedt een interessant perspectief. Waterstofproductie voor mobiliteit biedt bijvoorbeeld als voordeel dat hiermee de accu-capaciteit kleiner kan worden. De terugverdientijd is sterk afhankelijk van de elektriciteitsprijs. Bij een elektriciteitsprijs van €0,05/kWh is de terugverdientijd drie jaar. Bij een elektriciteitsprijs van €0,10/kWh is de terugverdientijd vijf jaar. De kansen en bedreigingen voor waterstof voor mobiliteit liggen in het verlengde van elkaar. Er wordt gewerkt aan een landelijk net van 20 waterstoftankstations in 2020. Dit biedt perspectieven voor waterstof gedreven voertuigen. Risico's zijn het huidige geringe aantal waterstof gedreven voertuigen en de eventuele hoogte van accijzen op waterstof. Ook heeft waterstof afkomstig van fossiele bronnen een lagere prijs.

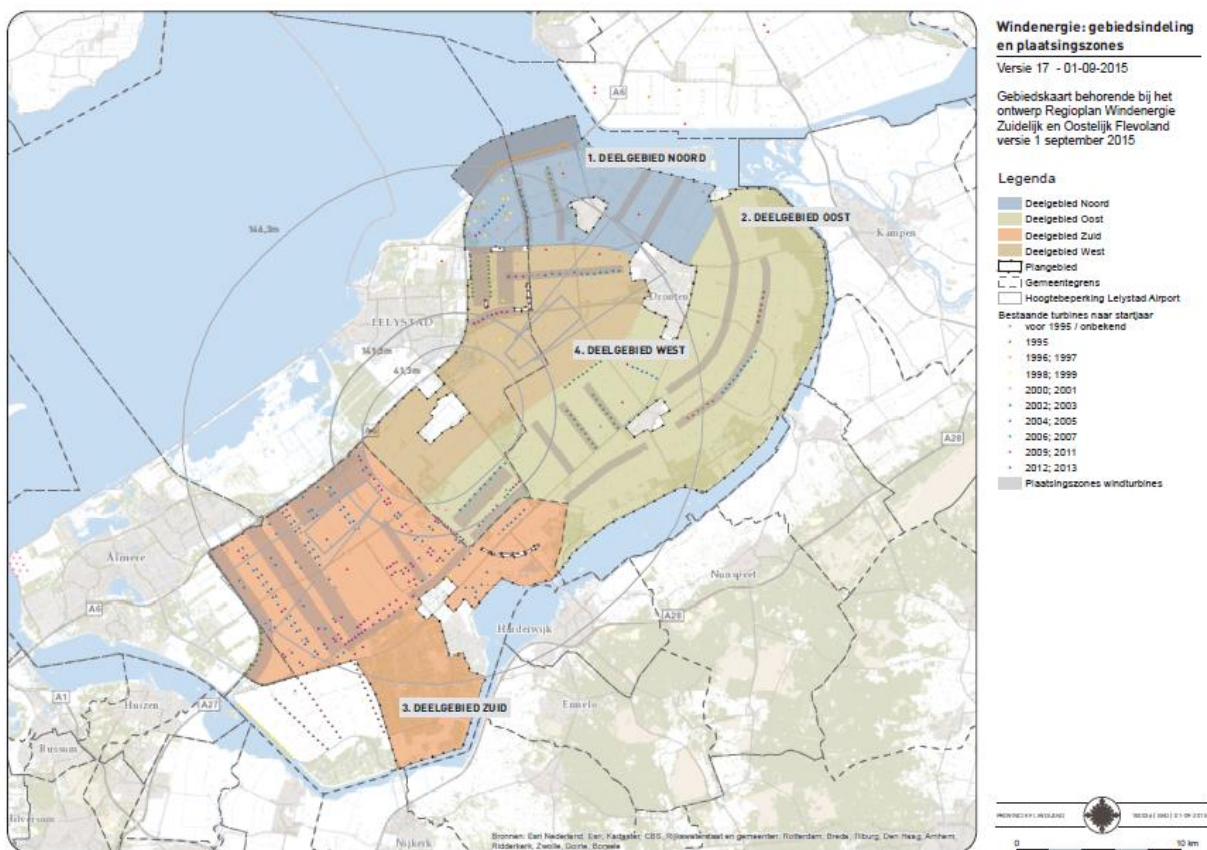
Methanisering van biogas in de bestaande ACRRES vergister is alleen interessant bij lagere elektriciteitsprijzen: bij 8.000 operationele uren en een elektriciteitsprijs van €0,05/kWh is de terugverdientijd 2 jaar. Het methaniseren geeft tevens de optie om methaan in te voeren op het aardgasnet.

Literatuur

- Ecofys, 2015. Wind resource assessment and yield prediction for Enercon wind turbine at position 7 at test site Lelystad. WIEWT15721
- Enercon, 2016. Website <http://www.enercon.de/en/products/ep-4/e-126-ep4/>
- Europese Unie, 2016. Website https://europa.eu/european-union/topics/energy_nl
- Lacey, S. 2014. Solar paired with storage is a 'real, near and present' threat to utilities. Greentech Media
- GRIDSTOR Leaflet Recommended Practice, DNVGL, 2015
- Jansen, J. P. and W. L. van Leeuwen, 2015. Kansen voor Power-to-gas. Sparkling Projects projectnummer 14047
- Kosten Netaansluiting, 2016. Website www.kostennetaansluiting.nl
- Putten, J. van 2013. Procurement Primary Reserve. TenneT, Schiphol
- Reznick C. 2014. The economics of grid defection. Rocky Mountain Institute
- Vegte, H. van de 2016. Making storage bankable, DNVGL, 31/03/2016 Breakfast session
- SenterNovem, 2005. Windkaart van Nederland op 100m hoogte. Publicatienr. 2 DEN-05.04
- ProMedia Group, 2016. Website <http://www.tankpro.nl/brandstof/2016/01/19/forse-uitbreiding-van-aantal-waterstofstations-in-nederland/>
- TenneT, 2016. Website http://www.tennet.org/english/operational_management/system_data_preparation/primary_reserve.aspx
- Zeijseling, Draaisma en Terbijhe, 2016. Behoefte & draagvlak voor NetWORK centrum, presentatie resultaten

Bijlagen

Bijlage 1. Kaart met aangewezen gebieden voor windenergie in Flevoland



Aangewezen gebieden voor windenergie in de provincie Flevoland (Regioplan Windenergie Zuidelijk en Oostelijk Flevoland)

Bijlage 2. Eisen aan de accu en de bijbehorende regelgeving

Hieronder zijn de belangrijkste eisen weergegeven.

Netaansluiting aspecten

Het Electrical Energy Storage (EES) systeem kan worden aangesloten op het lage of middenspanningsnet. Het aansluitpunt is de point of common coupling (PCC), die toegankelijk is voor zowel de netbeheerder als de EES-systeem gebruiker [IEEE-519]. De netaansluiting moet worden gemaakt op basis van de lokale (bijv. Europees en nationaal niveau) regelgeving, doorgaans verstrekt door de netbeheerders (bijvoorbeeld EU Transmission Code 2007 of EU Distribution Code 2007) en volgens een overeenkomst tussen de netbeheerder en de EES-systeem gebruiker. De elektrische voorwaarden moeten worden vastgesteld op het grid aansluitpunt. Met het oog op compatibiliteit tussen de converter en de netcode geldig op de site, moet de installatie volgens typecertificaat in GCC klasse II of I worden uitgevoerd volgens DNVGL-SE-0124. Relevante gegevens kunnen uit dit project bepaald worden volgens certificaat of typecertificaat DNVGL-SE-0124.

Dit moet onder meer voor de volgende punten:

- Normale voedingsspanning en schommelingen
- Normale aanvoerfrequentie en schommelingen
- Spanning symmetrie
- Maximale spanning gradiënt (dV/dt)
- Normaal vermogen en schommelingen
- Minimum power factor
- Maximaal vermogen gradiënt (dP/dt)
- Opslagcapaciteit
- DC energieopslagplaats, die onder meer specificaties van de transformator
- Beschikbaarheid
- Symmetrische en asymmetrische storingen
- Aantal en aard van het elektriciteitsnet uitval en hun gemiddelde duur
- Veiligheid schema van het gehele systeem binnen het elektriciteitsnet
- Bijzondere kenmerken van het elektriciteitsnet op de site, evenals de eisen van de lokale netbeheerder in aanmerking genomen. Dit kunnen zijn:
 - Auto-hersluiting cycli
 - Kortsluit impedantie bij de EWS aansluitpunten
 - Harmonische spanning vervorming

De normale voorwaarden waaraan moet worden voldaan bij de converter terminals worden vermeld in deze sectie. Normale elektrische stroomnetwerk voorwaarden zijn van toepassing wanneer de volgende parameters binnen het bereik, dat hieronder wordt vermeld. Die kunnen verschillen per regio.

Sensoren

Parameters die gemeten worden zijn:

- Spanningsmeting van elke cel
- Spanningsmeting op module niveau
- Stroommeting op module niveau

- Actief en reactief vermogen meting bij de PCC
- Temperatuurmetingen.

Data acquisitie

Error en waarschuwingsberichten uit afzonderlijke apparaten (met inbegrip van BMS, converter, HVAC) moeten ingelogd zijn om storingen te helpen reconstrueren en te voorkomen in de toekomst. De communicatie en monitoring uitrusting (dat wil zeggen SCADA) systeem moet berichten van meerdere apparaten aggregeren en alle benodigde informatie tonen op het visualisatie scherm. Zoals de meeste EWS-systemen die ontworpen zijn om autonoom te opereren, zullen cruciale foutmeldingen rechtstreeks moeten worden toegezonden aan de verantwoordelijke partij buiten het EWS-systeem. Dit op voorwaarde dat het toegepaste IT systeem uitgaand verkeer over veiligheids-richtlijnen toestaat. Gegevens van welke aard dan ook (bijvoorbeeld gegevens over de prestaties) moeten toegankelijk en leesbaar voor de exploitant van de EWS zijn.

Veiligheidsnormen

De spanningskarakteristieken voor het Nederlands elektriciteitsnet zijn vastgelegd in de NEN-EN 50160. In deze norm zijn de gewenste karakteristieken beschreven voor laagspanning, middenspanning en hoogspanning. De belangrijkste karakteristieken zijn: de frequentie, de hoogte, de golfvorm en de symmetrie van de golf. Spanningsafwijkingen zoals flikker, hogere harmonischen zijn ongewenst in de norm kwantitatief aangegeven. De uitgangsspanningen van de inverters moeten aan deze normen voldoen. In de Nederlandse norm NEN-EN 50438 zijn richtlijnen gegeven waaraan kleine energie opwekkers aan het net verbonden moeten voldoen. Hierin zijn aspecten beschreven over de elektrische installatie, reactief vermogen en cosinus-regeling, spannings- en frequentie regeling, aansluitbeveiliging, opstarten en synchroniseren, de kwaliteit van het vermogen en veiligheid.

Bijlage 3. Berekeningen opbrengsten accu's

Berekening Test 1: Vermogen 2MW, capaciteit 2MWh

Accu		Test 1							
Periode	2015-01-01 tot 2016-01-01								
Doorrekentijd	14 seconden								
Opbrengst ontladen	€ 52.651								
Opbrengst laden	€ 50.689								
Opbrengst totaal	€ 103.340								

Maand	Extreem af	Extreem op	kWh ontladen	kWh laden	kWh som	€ ontladen	€ laden	€ som	€/MWh
Jan	34	47	-102.000	102.533	204.533	€ 5.380	€ 3.909	€ 9.289	€ 45,41
Feb	29	32	-79.900	80.367	160.267	€ 3.041	€ 2.651	€ 5.692	€ 35,52
Mrt	43	60	-124.933	123.467	248.400	€ 6.064	€ 4.377	€ 10.441	€ 42,03
Apr	49	57	-131.900	132.467	264.367	€ 5.124	€ 4.999	€ 10.123	€ 38,29
Mei	46	43	-138.233	137.300	275.533	€ 4.251	€ 5.766	€ 10.017	€ 36,35
Jun	61	43	-136.633	136.867	273.500	€ 4.301	€ 5.019	€ 9.320	€ 34,08
Jul	33	39	-114.433	116.033	230.467	€ 3.511	€ 5.534	€ 9.045	€ 39,25
Aug	67	33	-140.133	138.600	278.733	€ 4.543	€ 4.577	€ 9.121	€ 32,72

Sept	46	64	-148.533	149.767	298.300	€ 4.521	€ 5.002	€ 9.524	€ 31,93
Okt	51	58	-157.533	157.733	315.267	€ 5.209	€ 3.154	€ 8.362	€ 26,52
Nov	61	43	-133.267	131.767	265.033	€ 3.450	€ 2.908	€ 6.357	€ 23,99
Dec	40	30	-102.833	103.333	206.167	€ 3.256	€ 2.793	€ 6.049	€ 29,34
Jaar	560	549	1.510.333	1.510.233	3.020.567	€52.651	€50.689	€103.340	€ 34,21

Berekening Test 2: Vermogen 4 MW, capaciteit 2 MWh

Accu		Test 2							
Periode	2015-01-01 tot 2016-01-01								
Doorrekentijd	14 seconden								
Opbrengst ontladen	€ 68.035								
Opbrengst laden	€ 96.874								
Opbrengst totaal	€ 164.910								
Maand	Extreem af	Extreem op	kWh ontladen	kWh laden	kWh som	€ ontladen	€ laden	€ som	€/MWh
Jan	68	68	-162.800	163.800	326.600	€ 7.145	€ 7.586	€ 14.731	€ 45,10
Feb	54	51	-127.200	127.200	254.400	€ 4.146	€ 4.922	€ 9.068	€ 35,64
Mrt	80	75	-199.667	198.733	398.400	€ 6.995	€ 9.888	€ 16.883	€ 42,38
Apr	72	77	-213.067	213.200	426.267	€ 7.448	€ 8.331	€ 15.778	€ 37,02
Mei	85	84	-227.467	226.600	454.067	€ 5.076	€ 11.361	€ 16.437	€ 36,20

Jun	91	73	-217.200	217.467	434.667	€ 5.509	€ 9.551	€ 15.060	€ 34,65
Jul	50	63	-180.533	181.933	362.467	€ 4.629	€ 8.777	€ 13.406	€ 36,99
Aug	108	49	-226.200	225.133	451.333	€ 5.576	€ 9.054	€ 14.630	€ 32,42
Sept	91	84	-246.600	247.333	493.933	€ 5.743	€ 9.324	€ 15.067	€ 30,50
Okt	111	68	-261.733	261.867	523.600	€ 7.021	€ 7.093	€ 14.114	€ 26,96
Nov	92	53	-213.600	211.800	425.400	€ 4.642	€ 5.911	€ 10.553	€ 24,81
Dec	63	37	-159.533	160.133	319.667	€ 4.106	€ 5.076	€ 9.183	€ 28,73
Jaar	965	782	2.435.600	2.435.200	4.870.800	€ 68.035	€ 96.874	€164.910	€ 33,86

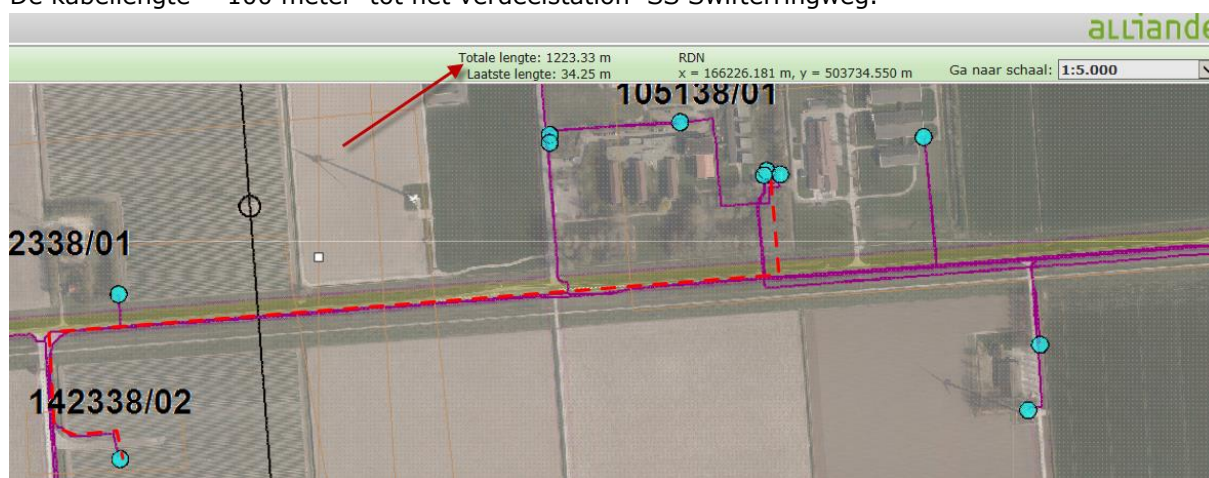
Bijlage 4. Details kabels voor de situatie van ACRRES

De aansluiting van de Enercon windturbine bestaat uit twee delen:

1. Van turbine tot verdeelstation SS Swiferringweg
2. Van verdeelstation SS Swiferringweg naar Dronten

Ad.1 Van turbine tot verdeelstation SS Swiferringweg

De kabellengte ~100 meter tot het verdeelstation SS Swiferringweg.



De maximaal toelaatbare stroom is 360 A (zonder omgevingscorrectie). Dit is een vermogen van: $360 \text{ A} \cdot 20 \text{ kV} \cdot 1.73 = 12 \text{ MW}$. Dus voor de combinatie 4 MW wind + 5 MW Zon-PV zijn geen problemen te verwachten voor de kabelaansluiting.

Ad.2 Van verdeelstation SS Swiferringweg naar Dronten

De kabellengte van dit traject is 1,250 km. Er liggen op dit traject twee kabels. Deze kabels zijn nog 10 MW extra belastbaar. Als er meer en grotere windturbines komen kan het zijn dat het station volloopt. En in principe is de resterende transportruimte gereserveerd voor windturbinetesten, dus de WUR zal daar een afweging in moeten maken: of de reserveruimte laten staan voor windturbinetesten, of wind en zon samen maximaliseren tot ~40 MW.

