



Ketenanalyse aansluiten rurale zonneparken

Een multi-criteria analyse voor duurzaam netbeheer

Adviesrapport

InCompany **Milieuadvies**

Ghijssels, D., Jansen, J. & de Wit, L.

Onderzoek uitgevoerd in opdracht van Liander
Heerlen, 10 februari



Colofon

Naam document	NB9906-PWAE-Zonneparken-IM2019nj
Opdrachtgever	Dit onderzoek is uitgevoerd in opdracht van Liander, Martijn Bogaerts.
Uitgave	InCompany Milieuadvies, faculteit Natuurwetenschappen, Open Universiteit, Postbus 2960, 6401 DL Heerlen, NL. www.ou.nl/nw
Projectteam (auteurs)	Jasper Jansen (projectleider), Dominique Ghijselinck (projectmedewerker), Liesbeth de Wit (projectmedewerker)
Projectteam (nummer)	M021, Ketenanalyse Zonneparken, IM2019nj
Projectcoach (docent)	Wilfried Ivens, Open Universiteit – InCompany Milieuadvies
Datum (laatst bijgewerkt)	13/01/2020
Status	<input type="checkbox"/> in bewerking <input type="checkbox"/> voor review (intern: team/projectcoach; extern: opdrachtgever) <input checked="" type="checkbox"/> ter beoordeling <input type="checkbox"/> definitief
	InCompany Milieuadvies hanteert de APA 5th Style als norm voor haar wetenschappelijke rapportages.

Copyright	© 2020 Open Universiteit, Heerlen
	<p>De auteursrechten op dit materiaal berusten bij de Open Universiteit. Behoudens uitzonderingen door de Wet gesteld mag zonder schriftelijke toestemming van de rechthebbende(n) op het auteursrecht niets uit deze uitgave worden verveelvoudigd en/of openbaar gemaakt door middel van druk, fotokopie, microfilm of anderszins, hetgeen ook van toepassing is op de gehele of gedeeltelijke bewerking.</p> <p>Copyright on this material is vested in the Open Universiteit. Save exceptions stated by the law no part of this publication may be reproduced in any form, by print, photoprint, microfilm or other means, included a complete or partial transcription, without the prior written permission of the publisher.</p>
InCompany Milieuadvies	InCompany Milieuadvies is het online milieuadviesbureau van de Open Universiteit (www.ou.nl). Studenten werken in teamverband aan echte milieuopdrachten van echte opdrachtgevers. Leren en werken zijn één in deze bijzondere cursus, die de afronding vormt van de wetenschappelijke Bachelor-of-Science opleiding Milieu-natuurwetenschappen

Projectgegevens

Titel (nl)	Ketenanalyse zonneparken: een multi-criteria analyse voor duurzaam netbeheer
Title (in English)	Solar park value chain analysis: multi-criteria decision analysis for sustainable grid management
Opdrachtgevende instantie	Onderzoek uitgevoerd in opdracht van Liander
Opdrachtgever	Martijn Bongaerts, Innovatiemanager Energietransitie, Liander (Arnhem, NL)
Omschrijving opdracht (nl)	Onderzoeken in hoeverre opslagsystemen of conversie van elektriciteit naar waterstof alternatieven kunnen zijn voor verzwaring van het elektriciteitsnetwerk om de groeiende hoeveelheden elektriciteit uit rurale zonneparken aan te sluiten, gelet op kosten, implementatietijd, CO ₂ -impact en andere milieu-impacts.
Description of the order (in English)	To analyze whether storage systems or conversion of electricity to hydrogen can be alternatives to grid enhancement to connect growing amounts of electricity from rural solar farms, taking into account costs, implementation time, CO ₂ -impact and other environmental impacts.
Trefwoorden	Zonneparken, gedistribueerde energiebronnen, elektriciteitsnet, Duitsland, China, inperking, Multi criteria analyse, AHP-methode, energieopslagsystemen, lithium-ion batterijen, loodzuurbatterijen, redox flow batterijen, hoge temperatuur batterijen, vliegwielen, stationaire batterijen, CO ₂ -emissies batterijen, milieu-impacts batterijen, waterstof, elektrolyse, netwerkinvesteringen
Key words	Solar parks, distributed energy resources, energy transition, electrical grid, Germany, China, curtailment, multicriteria decision making, AHP-method, energy storage systems, lithium-ion batteries, lead acid batteries, redox flow batteries, high temperature batteries, load shifting, stationary batteries, flywheel, recycling batteries, carbon footprint stationary batteries, environmental impacts batteries, hydrogen, electrolysis, grid investments
Betrokkene(n) bij opdrachtgevers-organisatie	Martijn Bongaerts, Innovatiemanager Energietransitie, Liander (Arnhem,NL).
Projectleider team IM	Jasper Jansen, cursus Virtueel Milieuadviesbureau, NB9906: 851935009, wo-bachelor Milieu-natuurwetenschappen (BSc.), Cremerstraat 176, 3532BK, Utrecht. Contactpersoon naar opdrachtgever en externen
Projectmedewerker team IM	Liesbeth de Wit, cursus Virtueel Milieuadviesbureau, NB9906: 838291185, wo-bachelor Milieu-natuurwetenschappen (BSc.), Asserweg 37, Beilen
Projectmedewerker team IM	Dominique Ghijselinck, cursus Virtueel Milieuadviesbureau, NB06, 850966388, wo-bachelor Milieu-natuurwetenschappen (B.Sc.), Zeedijk 250, Oostende
Projectcoach	Wilfried Ivens, faculteit Natuurwetenschappen, Open Universiteit Nederland), contact via het digitale samenwerkingsplatform eRoom en studiebijeenkomsten
Examinator	dr. Wilfried Ivens, faculteit Management, Science & Technology, Vakgroep Science, Open Universiteit, Heerlen, NL
Referentie naar dit rapport	Jansen, J., de Wit, L. & Ghijselinck, D. (2020). Ketenanalyse zonneparken: een multi-criteria analyse voor duurzaam netbeheer. Onderzoek uitgevoerd in opdracht van Liander. Arnhem, NL. Jansen, J., de Wit, L. & Ghijselinck, D. (2020). Solar park value chain analysis: multi-criteria decision analysis for sustainable grid management (in Dutch). Unpublished Bachelor's Thesis, Open Universiteit, Heerlen, The Netherlands.

Inhoud

Voorwoord.....	5
1. Inleiding	8
2. Casus 'Oosterwolde'	11
3. Uitbreiding van het elektriciteitsnetwerk	13
3.1. Resultaten voor netverzwaring.....	13
3.2. Mogelijke optimalisaties bij netverzwaring.....	17
3.3. Conclusies netverzwaring	20
4. De inzet van energieopslagsystemen	22
4.1. Energieopslagsystemen: een overzicht	23
4.2. Prestatie-indicatoren en selectie van EOS.....	23
4.3. Bespreking verschillende soorten stationaire batterijen	25
4.4. Kwantificeren kosten van batterijen.....	26
4.5. CO ₂ -bijdrage van batterijen.....	27
4.6. Kwalitatieve beschouwing van milieudruk batterijen	29
4.7. Implementatietijd en batterijdimensionering.....	31
4.8. Kanttekeningen bij resultaten batterijen	31
4.9. Conclusies energieopslagsystemen	33
5. Conversie van zonne-energie naar waterstof	34
5.1. Waterstofproductie.....	34
5.2. Toepassingen van waterstof	36
5.3. Criteria-analyse waterstof uit zonne-energie.....	39
5.4. Andere milieu-impacts en overwegingen	42
5.5. Conclusies waterstof.....	43
6. Multi-criteria analyse	44
7. Conclusie	45
7.1. Discussie	45
7.2. Conclusie	46
7.3. Aanbevelingen	47
Literatuur	48
Bijlage A: Criteria definities	58
Bijlage B: Standaardisatie en wegingsfactoren	60
Bijlage C: Casus 'Oosterwolde'	64
Bijlage D: Detailweergave criteriatabel -Netverzwaring	67
Bijlage E: vermogen en capaciteit van batterij	69
Bijlage F: Detailweergave criteria-tabel - Batterijen	70
Bijlage G: Criteria-tabel - Waterstof.....	72
Bijlage H: Vragenlijst	74

Voorwoord

Voor u ligt het adviesrapport "Ketenanalyse aansluiten rurale zonneparken" dat tot stand kwam op basis van onderzoek van het Virtueel Milieuadviesbureau van de Open Universiteit in het kader van een Bachelor Milieu-natuurwetenschappen. Dit rapport bouwt voort op drie deelonderzoeken, die apart beschikbaar zijn.

In dit onderzoek wordt op verzoek van de regionale netbeheerder Liander gekeken naar verschillende mogelijkheden en oplossingen voor het aansluiten van het groeiende aantal zonneparken in Nederland. De actualiteit van dit onderwerp blijkt niet alleen uit de aanvraag van de opdrachtgever, maar ook uit alle ontwikkelingen die zich tijdens ons onderzoek voordeden en regelmatig in het nieuws kwamen. Zo werd in januari 2020, tijdens het opstellen van de definitieve versie van het rapport, nog een ministerieel besluit genomen om een belangrijke eis voor hoogspanning te wijzigen. Wij hebben al deze ontwikkelingen met veel interesse gevolgd en wij hopen dan ook dat dit adviesrapport een bijdrage kan leveren aan de discussie rondom netbeheer en beleid binnen Liander en mogelijk ook daarbuiten.

Wij willen onze projectcoach Wilfried Ivens bedanken voor de goede ondersteuning en feedback en Martijn Bongaerts van Liander voor de verstrekte informatie, zijn nuttige feedback en de interessante onderzoeksvraag.

Liesbeth De Wit, Jasper Jansen & Dominique Ghijselinck

Verklarende woordenlijst:

Balanshandhaving	Het bewaken, en waar nodig herstellen, van de balans tussen de vraag naar en aanbod van elektriciteit in het elektriciteitssysteem.
Congestiemanagement	Voorkomen dat het aanbod van elektriciteit groter is dan de capaciteit van het elektriciteitsnetwerk. Vraag en aanbod worden dan op een markt gedreven manier op elkaar afgestemd.
Elektrolyzer	Apparaat waarmee door middel van elektrolyse water met elektriciteit wordt gesplitst in zuurstof en waterstof.
Frequentiebalancing	Het handhaven van de stabiliteit van de frequentie (wisselspanning met een frequentie van 50 Hertz) op het Europese elektriciteitssysteem om apparaten en installaties goed te laten werken.
Leercurve (learning curve)	Nadat een product op de markt wordt gebracht en de verkoop toeneemt verbetert het product ten gevolge van technologische ontwikkelingen en verbeteringen in het productieproces. Dit reduceert uiteindelijk productiekosten per eenheid van prestatie wat vaak weergegeven wordt in een leercurve. Op zijn beurt toont de leercurve dat kosten fractiegewijs verminderen per verdubbeling van het aantal geproduceerde eenheden.
Load shifting	Een vorm van congestiemanagement waarbij opslagsystemen worden opgeladen bij geringe vraag, zoals bijvoorbeeld 's nachts, om vervolgens elektriciteit te genereren bij toenemende vraag, wanneer kosten voor het gebruik van elektriciteit eveneens toenemen. Dit mitigeert ook capaciteitsvereisten van het elektriciteit opwekkende systeem of van het elektriciteitsnetwerk.
Middenspanning	Bij 1 tot 50 kV spreken we in Nederland van middenspanning. Onder de 1 kV van laagspanning. Vanaf 220 kV heet het hoogspanning.
Noodvermogen	Contracten afgesloten met voornamelijk grote stroomverbruikers om de elektriciteitsvraag te verminderen in geval van een groot elektriciteitstekort. In een zogenaamde noodvermogenpool wordt de beschikbare capaciteit van meerdere bedrijven uit verschillende industrieën met elk eigen regelvermogen en tijden gebundeld.
Primaire reserve	Automatische levering van primair vermogen door grote centrales binnen enkele seconden om de netfrequentie te corrigeren wanneer deze te veel naar boven of beneden afwijkt.
Ramp rate control	Waarbij binnen seconden een bepaald vermogen moet worden geleverd
Redundantie van het net / enkelvoudige storingsreserve:	De transportnetten kennen een enkelvoudige storingsreserve (N-1) zodat bij uitval van één kabel, het elektriciteitstransport gewoon door kan gaan. Als er geen storingsreserve is wordt dit aangeduid met N=0.
Regelvermogen	Op de markt voor regel- en reservevermogen wordt door partijen die in staat zijn om meer te produceren/minder te verbruiken of juist minder te produceren/meer te verbruiken deze capaciteit aangeboden. Een bieding regelvermogen (in MW/h) moet binnen 15 minuten geheel kunnen worden geleverd. Regelvermogen wordt in de regel geleverd door flexibele elektriciteitscentrales.
Reservevermogen	Een bieding reservevermogen (in MW/h) moet binnen het uur zijn geactiveerd. Spanningskwaliteit: stabiele spanning die zich binnen de gestelde grenzen bevindt. In Nederland is dit ongeveer 230 volt met een frequentie van 50 Hertz.

Samenvatting

In dit onderzoek is gekeken hoe stroomoverschotten uit de toenemende hoeveelheid zonneparken in rurale gebieden in Nederland het beste kunnen worden opgevangen. Hiervoor is gekeken naar drie mogelijke oplossingen, netverzwaring, energieopslag met batterijen of conversie van stroomoverschotten naar waterstof, aan de hand van een casus gebaseerd op het gebied rond het onderstation van Oosterwolde. De drie oplossingen zijn kwantitatief vergeleken op kosten, implementatietijd en CO₂-impact in een multi-criteria analyse, waarbij op basis van stakeholder feedback het grootste relatieve belang aan kosten is toegekend. Daarnaast zijn andere milieu-impacts beschreven, waaronder ecotoxiciteit of schaarste van benodigde materialen of negatieve omgevingseffecten. Opslag van zonne-energie in loodzuurbatterijen scoort kwantitatief het beste met de laagste kosten, snelste implementatietijd en relatief hoge CO₂-besparing. Gelet op andere milieu-impacts moet bij loodzuurbatterijen wel rekening gehouden worden met grotere potentiële bodem-, water-, en luchtverontreiniging door ontginning en recyclage van grondstoffen dan bij netverzwaring of waterstofproductie. Belangrijke kanttekeningen bij de analyse zijn het grote aantal aannames in de berekeningen voor waterstofproductie en batterijen en het feit dat alleen gekeken is naar relatief kleine overschotten stroom uit zonneparken, wat met name investeringen in waterstoffabrieken ongunstig maakt. Netverzwaring pakt op korte termijn mogelijk gunstiger uit door het vervallen van de redundantie-eis maar bij een toename van groene stroom op lange termijn zal het steeds moeilijker worden om vraag en aanbod bij elkaar te brengen. Ook wordt de additionele CO₂-besparing van netverzwaring of batterijen op termijn steeds geringer, terwijl de behoefte aan waterstof voor verduurzaming van industrie en transport juist groeit. Wij adviseren daarom om waar dit acuut nodig is batterijen in te zetten, netverzwaring te beperken tot regio's waar naast het aanbod ook de vraag stijgt en te onderzoeken of naast zonnestroom ook andere bronnen kunnen worden ingezet om de business case voor een waterstoffabriek te verbeteren.

Abstract

This study looked how excess electricity from the increasing number of solar parks in rural areas in the Netherlands can best be absorbed, taking into account three possible solutions: grid reinforcement, energy storage with batteries or conversion of electricity surpluses to hydrogen. The three solutions were quantitatively compared on costs, implementation time and CO₂ impact in a multi-criteria analysis, using a case study based on the area around the Oosterwolde substation in the Netherlands. A stakeholder survey was used to determine the importance of criteria, of which cost was found to be most important. In addition, other environmental impacts were described, including ecotoxicity or scarcity of required materials and negative environmental effects. Storage of solar energy in lead-acid batteries scored the best in the quantitative analysis, resulting in the lowest costs, shortest implementation time and relatively high CO₂ savings. Looking at other environmental impacts, lead acid batteries did result in greater potential soil, water and air pollution through the extraction and recycling of raw materials than investments in power grids or hydrogen production. Noted reservations regarding the analysis include the large number of assumptions in the calculations for hydrogen production and batteries. Furthermore, the fact that only the small surplus amount of electricity from solar parks was taken into account, make investments in hydrogen plants rather unattractive. Moreover, grid investments may turn out to be more favorable in the short term due to changing legislation, but less favorable in the long term, as an increase in green electricity makes it increasingly difficult to match supply and demand. Similarly, additional CO₂ savings of grid reinforcement or batteries will become increasingly smaller as the share of green electricity rises, while the demand for sustainable hydrogen for industry and transport is likely to increase. We therefore advise that batteries are used where there is an immediate need, while limiting grid reinforcement to regions where demand increases as well as supply. Also, further research is recommended to see if other sources can be used in addition to solar power to improve the business case for a hydrogen plant.

1. Inleiding

In navolging van het Klimaatakkoord en stimuleringsmaatregelen voor duurzame energie zoals de SDE+ is er een groeiend aanbod van zonneparken in Nederland, met name in rurale gebieden waar meer ruimte is (De Ingenieur, 2019). Dit vormt een uitdaging voor regionale netbeheerders zoals Liander omdat het elektriciteitsnetwerk in rurale gebieden minder zwaar is uitgevoerd en niet is berekend op grote hoeveelheden elektriciteit uit deze zonneparken (Alliander, 2019a).

Om overbelasting en mogelijke uitval van de energievoorziening te voorkomen worden zonneparken nu aangesloten met een transportbeperking (Liander, 2020b). Door gebrek aan transportcapaciteit dreigen 700 MW aan nieuwe zonneparken niet door te gaan. Dit terwijl de SDE+ subsidie alleen geldt indien de projecten binnen 3 tot 4 jaar gerealiseerd worden (Solar magazine, 2019a). Dit is niet alleen een Nederlands probleem. Ook landen als Duitsland, China of de VS kampen met te ontoereikende netcapaciteit om hernieuwbare energie te transporteren (Chen, Xue, Cai, Thomas, & Stückrad, 2019; Frew, Cole, Denholm, Frazier, Vincent, & Margolis, 2019).

De traditionele oplossing voor het opvangen van stroompieken is verzwaring van het regionale transportnetwerk om voldoende capaciteit te bieden voor nieuwe aansluitingen (Overlegtafel Energievoorziening, 2018). Het is de vraag of dit de meest kostenefficiënte en duurzame oplossing is. Netverzwaring vraagt investeringen in tijd en geld en de nieuwe capaciteit kan slechts ten dele worden benut op basis van het zeer variabele aanbod van elektriciteit uit zonneparken (Burger, 2014). Bovendien bestaat de kans dat het aanbod van elektriciteit niet aansluit op de vraag. Zo kan er op een zonnige dag een overschot ontstaan terwijl er 's nachts een tekort is.

Stroomoverschotten en fluctuerende hoeveelheden duurzame energie kunnen ook opgevangen worden door middel van energieopslagsystemen. Opslag van duurzame energie bij het zonnepark of onderstation, bijvoorbeeld met behulp van batterijen, zorgt voor flexibiliteit in de vorm van het verschuiven van het aanbod aan elektriciteit in de tijd (Akinyele & Rayudu, 2014). Een ander alternatief is conversie van stroom naar waterstof als duurzame energiedrager (zie o.a. Walker, Mukherjee, Fowler & Elkamel, 2015; Reuß, Grube, Robinius & Stolten, 2019).

Of dit betere alternatieven zijn dan netwerkverzwaring hangt af van de kosten, implementatietijd en in hoeverre zij de energietransitie ondersteunen door verlaging van CO₂-uitstoot. Hierbij is met name de energie-efficiëntie van belang, omdat dit zowel de kosten als CO₂-uitstoot direct beïnvloedt. Verder moeten milieu-impacts, bijvoorbeeld door gebruik van schadelijke of schaarse materialen, waar mogelijk worden beperkt. Dit is van belang voor de centrale overheid, maar ook voor lokale overheden, marktpartijen, eindklanten én leveranciers (Liander, 2015).

Het is de vraag in hoeverre energieopslagsystemen of de conversie van elektriciteit naar waterstof, gelet op bovenstaande criteria, de nood aan netwerkverzwaring kunnen voorkómen dan wel uitstellen.

1.1. Doelstelling en vraagstelling

De doelstelling van dit onderzoek is om de beste manier te bepalen om de toenemende hoeveelheid elektriciteit van rurale zonneparken aan te sluiten, gelet op implementatietijd, kosten, CO₂-impact en andere milieu-impacts. Hoewel in de afgelopen decennia veel kennis is opgebouwd over netbeheer is de toename van fluctuerende hoeveelheden zonne-energie een relatief nieuwe uitdaging. Daarnaast bestaan nog geen goede methodes of onderzoeken die investeringen in netwerkverzwaring direct vergelijken met opslagmethodes of waterstofconversie. Dit maakt het voor beleidsmakers en netbeheerders lastig om de juiste keuzes te maken om de toenemende hoeveelheid zonneparken aan te sluiten.

Dit onderzoek wil bijdragen aan deze discussie door een antwoord te geven op de volgende hoofdvraag:

Wat is de optimale manier om de toenemende hoeveelheid elektriciteit uit rurale zonneparken aan te sluiten, gelet op kosten, implementatietijd, CO₂-emissies en eventuele andere milieu-impacts?

Om tot een antwoord tot de hoofdvraag te komen zijn eerst de volgende deelvragen behandeld:

- Wat is er nodig aan netverzwaring om de verwachte toename aan zonneparken aan te sluiten en wat zijn daarvan de kosten, implementatietijd, CO₂-impact en andere milieu-impacts?
- Welke vorm van energieopslag is, rekening houdend met CO₂-impact, kosten, implementatietijd en andere milieu-impacts, het meest geschikt om de toenemende hoeveelheid elektriciteit van rurale zonneparken aan te sluiten?
- Hoe kan stroom uit rurale zonneparken het beste worden ingezet voor de productie van waterstof, gelet op kosten, implementatietijd, CO₂-impact en andere milieu-impacts?

1.2. Methodologie: Multi-criteria analyse

Dit adviesrapport is onderdeel van een onderzoek door het Virtueel Milieuviesbureau van de Open Universiteit in opdracht van Liander, de regionale netbeheerder in het grootste deel van midden- en noordwest Nederland. In dit onderzoek is specifiek gekeken naar drie ketens:

1. Energie uit zonnepark → netwerkverzwaring → transport → balanshandhaving → gebruik
2. Energie uit zonnepark → elektriciteitsopslag (anders dan als waterstof) → transport → gebruik
3. Energie uit zonnepark → conversie naar waterstof → transport of conversie naar elektriciteit → gebruik

Iedere keten is in meer detail uitgewerkt in een apart deelonderzoek waarvan een aparte rapportage beschikbaar is. In dit adviesrapport zijn de resultaten van de drie deelonderzoeken samengebracht en worden de drie ketens met elkaar vergeleken aan de hand van een multi-criteria analyse (MCA).

Een multi-criteria analyse is bij uitstek geschikt is omdat het verschillende alternatieven voor besluitvormingsproblemen op meerdere criteria kan vergelijken (Baumann et al., 2019).

Er zijn twee verschillende benaderingen van MCA: Multi-Objective Decision Making (MODM) en Multi-Attribute Decision Making (MADM). De eerste is voornamelijk gericht op het optimaliseren van een oplossing binnen vooraf gedefinieerde grenzen. De tweede methode is het meest geschikt bij problemen waar er al een set van vooropgestelde alternatieven bestaat die vergeleken dienen te worden. Hiervan is sprake in deze studie en daarom is gekozen voor de MADM-methode. Hierbij worden 5 stappen doorlopen:



Figuur 1.3.1: Stappen in de multi-criteria analyse

1. Definiëren casus en inrichting ketens

Voor de casus is gekeken naar de toename van zonneparken in Oosterwolde (zie hfst 2). In 3 aparte deelonderzoeken is vervolgens uitgewerkt wat er nodig is om het toenemende aantal zonneparken op te vangen door middel van netverzwaring, opslagsystemen of conversie naar waterstof.

2. Bepalen van scores per keten

Voor iedere keten is gekeken wat de kosten, implementatietijd, en CO₂-emissie is. Hierbij gelden volgende definities:

$$CO_2 \text{ impact} = \frac{\text{Reductie uit levering groene stroom of waterstof} - \text{emissies uit aanleg infrastructuur}}{\text{Overschot energie uit zonneparken in kWh}}$$

Voor iedere kWh zonnestroom die aan de eindgebruiker wordt geleverd is gerekend met 0,45 kg CO₂-besparing op basis van de emissiefactor van de Nederlandse energiemix in 2017 (CBS, 2019). Hierbij wordt ervan uitgegaan dat de groene stroom grijze stroom vervangt en met een uitstoot van 0 voor de productie van zonnestroom, waarbij de bouw van het park buiten beschouwing is gelaten.

$$\text{Kosten} = \frac{\alpha \times CAPEX + OPEX}{\text{Overschot energie uit zonnepark in kWh}}$$

Verder achtergrond bij deze definities is gegeven in Bijlage A.

Het criterium milieu-impacts is niet meegewogen in de MCA, omdat dit niet eenduidig kan worden gekwantificeerd voor de verschillende ketens en dus moeilijk te vergelijken is. Gezien het belang van het beheersen en verminderen van milieurisico's en het verbeteren van milieuprestaties zijn deze milieu-impacts daarom kwalitatief meegenomen in de analyse.

3. Standaardisatie van scores

De details van de standaardisatiemethode zijn verder toegelicht in Bijlage B.

4. Wegingsfactoren

Het is mogelijk dat de ketens beter scoren op verschillende criteria (bv. 1 keten met de laagste CO₂-impact en een andere keten met de laagste kosten). Om hieruit het beste alternatief te kiezen wordt voor ieder criterium een wegingsfactor gebruikt. Dit gebeurt op basis van de *Analytic Hierarchy Process* (AHP) methode zoals ontwikkeld door Saaty (1987). Deze methode wordt ook gebruikt door Baumann et al. (2019) in hun onderzoek naar verschillende mogelijkheden voor energieopslag.

Om de wegingsfactoren vast te stellen is een aantal belanghebbenden, met name binnen Liander, gevraagd om de verschillende criteria in paren van 2 tegen elkaar af te wegen (zie bijlage B voor de vragenlijst). Op basis van de antwoorden is voor ieder criterium een wegingsfactor vastgesteld. Ook wordt een consistentie index bepaald om te verifiëren in hoeverre de scores consistent zijn ingevuld.

5. Bepalen optimale oplossing

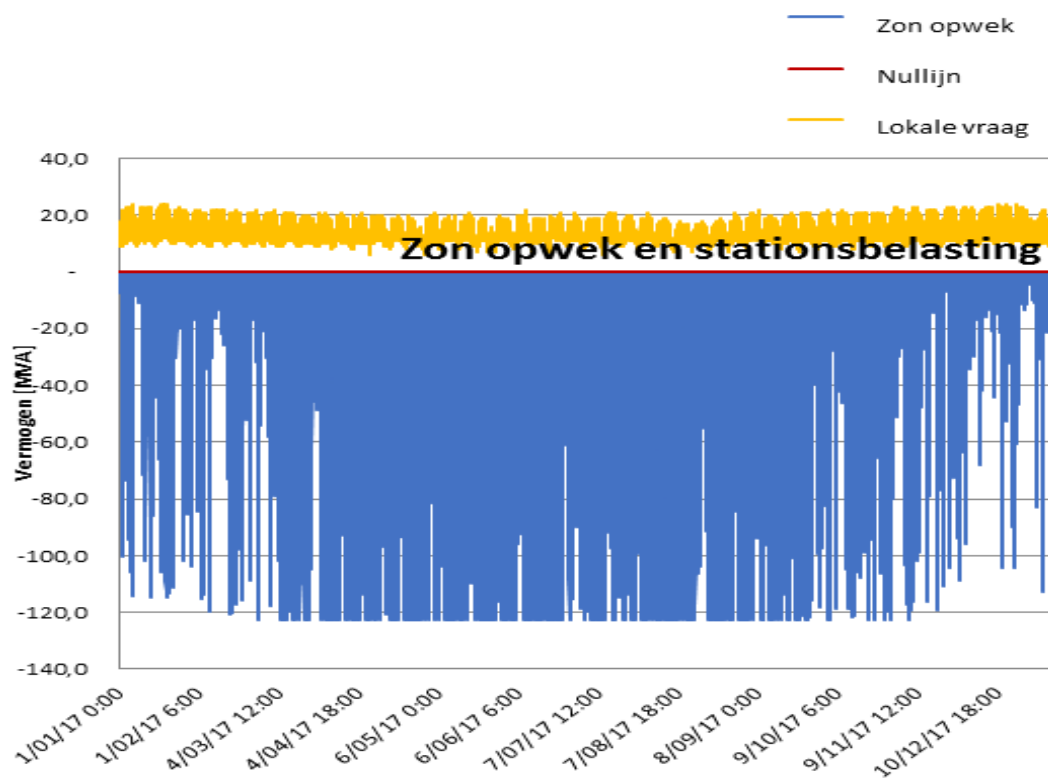
De optimale oplossing kan worden bepaald op basis van de scores per keten en het relatieve belang van ieder criterium (wegingsfactor) dat is vastgesteld met de vragenlijst. Daarnaast zullen kwalitatieve bepalingen over andere milieu-impacts worden meegenomen.

2.Casus 'Oosterwolde'

Om een realistische analyse mogelijk te maken is gekeken naar een concrete casus, te weten de verwachte uitbreiding van zonneparken in het gebied van het onderstation van Liander in Oosterwolde. Deze casus, genaamd "Oosterwolde" is geïnspireerd op een bestaande situatie in Oosterwolde, Friesland, maar is voor deze studie licht vereenvoudigd zodat deze meer algemeen van toepassing is. De gebruikte aannames (5 in totaal) staan hieronder vermeld en zijn in Bijlage C nader beschreven.

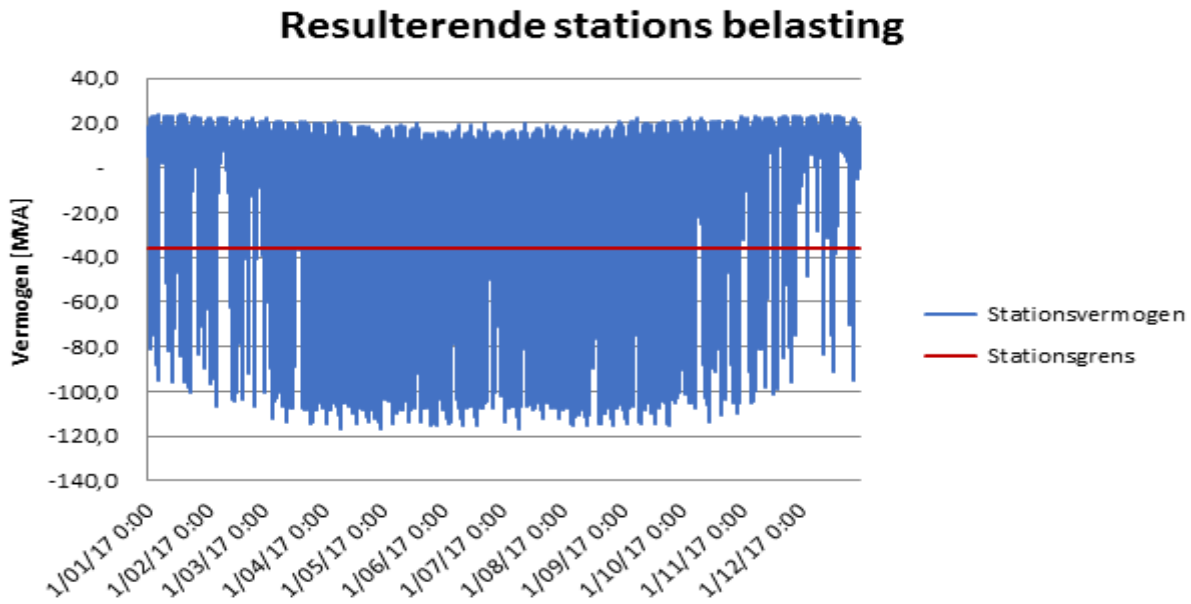
1. In het gebied worden een aantal zonneparken met een gemiddeld vermogen van 10 MW geïnstalleerd, met een totaal vermogen van 175 MW.
2. Deze zonneparken worden elk aangesloten op een omvormervermogen van 7 MW.
3. De reeds aanwezige netwerkcapaciteit bij station Oosterwolde is 36 MVA, de lokale vraag (dit is de afname van elektriciteit van het lokale netwerk voordat het getransformeerd wordt bij het onderstation) komt nooit boven de 24 MVA uit.
4. Het productievermogen zal met reservevermogen (redundantie) worden ontworpen (n-1) aangezien dit nu nog wettelijk vereist is.
5. De zonneparken liggen op een gemiddelde afstand van 4,6 km van het onderstation.

Op basis van de eerste drie aannames is een simulatie uitgevoerd van de capaciteitoverschrijding zowel in vermogen als in energie. De resultaten staan in Figuur 2.1., 2.2 en Tabel 2.1. In Figuur 2.1 staat het vermogen uitgezet tegen de tijd voor het jaar 2017. De vraag naar elektriciteit is positief weergegeven en het aanbod negatief. De gele lijn geeft de lokale vraag weer (dit zijn de werkelijke door de lokale netwerkbeheerder Liander gemeten gegevens). De blauwe lijn is het gesimuleerde aanbod van zonnestroom. Hiervoor zijn data van een zonnepark op Ameland gebruikt en dit is opgeschaald naar 175 MW en vervolgens afgetopt tot 122,5 MW (door de beperkte resolutie van de figuur is niet te zien dat 's nachts natuurlijk de zon opwek 0 is).



Figuur 2.1: Belasting Onderstation "Oosterwolde"

Vervolgens is vraag en aanbod bij elkaar opgeteld en de resultante stationsbelasting is gegeven in Figuur 2.2. Er is duidelijk te zien dat de blauwe lijn met pieken een groot aantal keren over de rode grenslijn heen gaat. Dit betekent dus dat als 122,5 MW aan vermogen aangesloten wordt op het huidige station de installatie veelvuldig overbelast wordt.



Figuur 2.2: Resulterende belasting onderstation 'Oosterwolde'

In Tabel 2.1 staan de simulatie resultaten. De twee belangrijkste gegevens hieruit zijn de hoogste piek buiten stationsgrens van **80,5 MW** en de totale energie buiten de stationsgrens van **60,1 GWh** (=overschot). Deze getallen zijn gebruikt in de kostenberekeningen (3.1.1.).

Tabel 2.1:
Simulatie resultaten overbelasting in 2017

Stationsnaam	Oosterwolde
Totaal hoeveelheid elektriciteit geproduceerd door de zonneparken	184,4 GWh
Totaal energie buiten stationsgrens	60,13 GWh
Percentage energie buiten stationsgrens	32,61 %
Totale tijd overbelasting	1.478 uren/jaar
Kans op overbelasting	16,8 %
Aantal momenten	734
Hoogste piek buiten stationsgrens	80,5 MW

3. Uitbreiding van het elektriciteitsnetwerk

3.1. Resultaten voor netverzwaring

Voor de aansluiting van 175 MW aan zonneparken rond het onderstation 'Oosterwolde':

- 1) dient het onderstation verzwaard te worden met een extra dubbele transformator van 80 MVA
- 2) moeten ondergrondse kabels gelegd worden om de zonneparken aan te sluiten hetzij op het lokale netwerk of direct op het onderstation
- 3) dienen de hoogspanningslijnverbindingen verzwaard te worden (huidige capaciteit hiervan is 96 MVA).

In de volgende subparagrafen worden de resultaten van deze netverzwaring voor de 3 criteria besproken aan de hand van de opgestelde definities (in Bijlage A).

3.1.1. Kosten (minus baten)

De kostenberekeningen zijn gedaan voor het geheel aan zonneparken dat op het onderstation wordt aangesloten. Er zijn vier kostenbijdragen: de CAPEX voor de infrastructuuruitbreiding, de OPEX, de kosten voor compensatie netverlies en balanshandhaving. Deze laatste twee bijdragen zijn ook terugkerende dus operationele (OPEX) kosten. Behalve kosten zijn er ook baten; de elektriciteit wordt verkocht en de netbeheerder krijgt een deel van de opbrengsten. De precieze kostenberekeningen staan in Bijlage D. Hieronder worden de resultaten beschreven.

Investeringskosten

In Tabel 3.1.1 staan de verschillende bijdragen aan de totale kosten voor alle zonnepark aansluitingen bij elkaar. Er zijn vier bijdragen aan de CAPEX kosten, te weten de ondergrondse kabels, de aansluiting op het onderstation, het onderstation met transformator en de bovengrondse hoogspanningslijnen. De eerste twee hiervan worden (op dit moment) door de eigenaar van het zonnepark (producent van de zonnestroom) betaald, de andere twee door de netbeheerders.

Tabel 3.1.1:

Totale investeringskosten om 175 MW-zonneparken stroom te laten leveren

Categorie	Kosten (M€)	Investeerder
Aansluitkabels park- netwerk	12-16	Zonnepark
Aansluitkosten	4-5	Zonnepark
Uitbreiding onderstation met 2x80 MVA transformatoren	7-8	Regionale netbeheerder
Hoogspanningskabels	50-55	Landelijke netbeheerder
Totaal CAPEX	73-84	

Om deze CAPEX kosten echter te kunnen vergelijken met de andere oplossingsmogelijkheden wordt vervolgens de afschrijving van 40 jaar meegenomen. Voor de bepaling van OPEX zijn alleen de kosten voor het onderstation meegenomen (3% van CAPEX), aangezien kabels weinig onderhoud behoeven en de OPEX van kabels daarom gering is (Wessels, 2014). De uitkomst van deze kostenberekening, volgens de definitie uit § 2.1, staat in de eerste rij van Tabel 3.1.2.

Kosten voor compensatie van netverlies

Bij het transport van elektriciteit wordt een deel van het getransporteerde vermogen omgezet in warmte. Deze zogenaamde transportverliezen worden gecompenseerd door de netbeheerder, door elektriciteit in te kopen (Netwerkbeheer Nederland, 2019b). Het verlies door het Nederlandse net is gemiddeld 4 %

(TU Delft 2019a), dit resulteert in kosten van 0,12 cent/kWh, deze zijn verrekend met de netbeheervergoeding (zie verderop in tekst).

Kosten voor balanshandhaving

Deze kosten bijdrage is de vergoeding die betaald wordt door zonne-energie producenten aan de netbeheerder om het **onbalans** risico af te dekken. Een schatting voor deze onbalanskosten is gemaakt aan de hand van de kosten voor windenergie producenten, (deze betalen 8-10 €/MWh voor onbalans, Terbijhe, Verbruggen, de Veth & Pukala, 2012) alsmede door een expert te raadplegen (M. Mulder, director for energy economics research, persoonlijke communicatie 20 december 2019). Hieruit volgt een schatting van 5 €/MWh voor onbalanskosten.

Baten; Netbeheervergoeding

De netbeheervergoeding wordt meegenomen in de kostenberekening van de keten omdat indien de elektriciteit niet aan de klant wordt geleverd, maar bijvoorbeeld wordt omgezet in waterstof, deze vergoeding vervalft. Daarom wordt deze vergoeding beschouwd als opbrengst voor de netbeheerder.

De netbeheerder ontvangt slechts een bijdrage die bedoeld is om kostendekkend te zijn. Deze bijdrage wordt vastgesteld door de ACM en bedraagt ongeveer 0,05 €/kWh (Energieleveranciers.nl, z.d.; Gaslicht.com, 2019). Deze bedrag is een schatting gebaseerd op de kosten van een gemiddeld huishouden, de vergoeding is echter afhankelijk van de regio en van het type aansluiting (Forstrom, 2020; Liander, 2020a). Het uiteindelijke resultaat, de totale maatschappelijke kosten van netverzwaring, is de resultante van deze bijdragen en bedraagt 0,006 €/kWh (laatste rij Tabel 3.1.2). De afgeronde waarde van 0,01 €/kWh is gebruikt bij de vergelijking met de andere ketens.

Tabel 3.1.2:

Maatschappelijke kosten en baten van netverzwaring

CAPEX (met 40 jaar levensduur) + OPEX kosten	0,051 ±0,01 €/kWh
Kosten voor balanshandhaving	0,005 €/kWh
Netbeheervergoeding	0,05 ±0,01 €/kWh
Totale kosten-baten (Afgerond)	0,006 ±0,014 €/kWh (0,01 €/kWh)

Bepaling onzekerheid in kostenberekening

De drie bijdragen uit Tabel 3.1.2 hebben elk hun eigen onnauwkeurigheid.

- 1) De totale investeringskosten zijn nauwkeurig te bepalen aangezien deze kosten door netbeheerders goed ingeschat kunnen worden omdat de benodigde technologieën al vele jaren gebruikt worden. Voor de kosten van kabels zijn de gemiddelde kosten genomen voor het leggen van kabels in Nederland. Dit kan echter variëren, in rurale gebieden zal het goedkoper zijn dan in het centrum van een grote stad.

De grootste onzekere factor is de gehanteerde levensduur van 40 jaar die gebruikt is om de kosten te berekenen per kWh overschot. De gegevens uit de literatuur zijn niet eenduidig over de exacte levensduur van de elektriciteitskabels of de transformator (Globecore, z.d., Schneider Electric, 2011). Bij het juiste onderhoud is de levensduur langer dan de opgegeven 30 jaar, en kan wel 50 jaar bedragen. Deze onzekerheid van 25% in de levensduur geeft een onzekerheid van 0,01 (= 20%) in de CAPEX kosten/kWh (eerste rij Tabel 3.1.2).

- 2) De onzekerheid in de kosten voor balanshandhaving is niet bekend, deze zijn echter niet zo belangrijk omdat deze kosten een factor 10 kleiner zijn dan de andere bijdragen.
- 3) De netbeheervergoeding; op dit moment bedraagt deze tussen de 0,04-0,05 €/kWh afhankelijk van regio en type aansluiting. Door de energietransitie worden er stijgende netbeheervergoedingen verwacht (Vereniging Eigen Huis, 2019), dit in navolging van Duitsland

(Understall, 2017). De onzekerheid in deze vergoeding is dus moeilijk te bepalen maar is minimaal 0,01 €/kWh (=20%).

Op grond van deze drie bijdragen kan de onnauwkeurigheid bepaald worden in het eindgetal (laatste rij Tabel 3.1.2). Uit deze kostenberekeningen kan opgemaakt worden dat de netbeheervergoeding voldoende lijkt te zijn om de maatschappelijke kosten van netverzwaring te compenseren.

3.1.2. Realisatie Implementatietijd

De totale implementatietijd loopt van aanvraag van vergunningen tot en met de aanleg. De informatie hierover is verkregen door zowel navraag bij netbeheerder Liander als door het raadplegen van de website van Netbeheer Nederland (Netbeheer Nederland 2019a). In Tabel 3.1.3 zijn de tijden te zien voor de verschillende onderdelen. De aanleg van ondergrondse kabels zijn is het snelst. De uitbreiding van het onderstation met een nieuwe transformator kost 3-5 jaar en, de uitbreiding van Tennet met nieuwe hoogspanningskabels kan wel 10 jaar duren. Deze getallen moeten worden gezien als richtlijnen, ze zijn afhankelijk van de plaats in Nederland en van de beschikbare bouwcapaciteit. Met name het voortraject van vergunningen aanvragen duurt lang.

Tabel 3.1.3:
Realisatietijden uitbreidingen net

Onderdeel	Implementatietijd (jaar)
Ondergrondse kabels	1-2
Uitbreiding onderstation	3-5
Lijnverzwaring Tennet	5-10

3.1.3. CO₂-impact

De CO₂-impact komt uit twee factoren: emissies door gebruik van materialen voor de bouw van de netverzwaring en CO₂-reductie door vervanging van grijze stroom door elektriciteit uit zonneparken. Omdat CO₂ niet het enige broeikasgas is dat vrijkomt bij de bouw wordt de emissie in CO₂-equivalenten gegeven.

Emissie veroorzaakt door materialen/bouw/operatie

Om de CO_{2,eq}-emissie te bepalen is gebruik gemaakt van een life cycle assessment van het gehele netwerk in Groot-Brittannië (Harrison, 2010). De jaarlijkse hoeveelheid elektriciteit die door dit netwerk gaat was 350 TWh in 2006/2007. In Tabel 3.1.4 staan de CO₂ bijdragen per categorie.

Tabel 3.1.4:
Bijdragen aan CO₂- emissie bij het elektriciteitsnet in Groot-Brittannië (voor het jaar 2006/2007; Harrison, 2010)

Categorie	CO _{2,eq} -emissie (Mton)
Materials and Manufacturing	5,1
Construction	0,312
Operations and Maintenance	145
1. Elektriciteit Losses	126,9
2. SF6 Losses	17,5
Recycling	-2,1

De grootste bijdrage wordt veroorzaakt door de categorie Operations and Maintenance. Hierin zitten de elektriciteitsverliezen verwerkt die voor het Britse transmissienetwerk geschat worden op 1,7%. Deze bijdrage is in deze studie op een andere manier verrekend, te weten door dit verlies van stroom te

compenseren door inkoop van grijze stroom. Voor deze studie zijn de categorieën Materials and Manufacturing en Construction meegenomen alsmede de emissie van zwavelhexafluoride (SF₆), aangezien dit een zeer sterk broeikasgas is (zie § 3.1.4). Tenslotte wordt ook de categorie Recycling meegenomen. Het betreft hier recycling van aluminium-, koper- en staalcomponenten. Hierdoor wordt er bespaard op CO_{2,eq}-emissie bij extractie, transport en processing van de grondstoffen (milieu-impacts van de laatste twee bijdragen, SF₆ en Recycling, worden in 3.3.4 besproken).

De som van deze bijdragen is gedeeld door de totale elektrische energie die in de 40-jarige levensduur door het Britse net gaat. Dit resulteert in $1,5 \cdot 10^{-3}$ kg CO_{2,eq}/kWh emissie.

Reductie door vervanging van grijze stroom door groene stroom

De elektriciteit uit zonneparken zorgt voor een reductie van 0,43 kg CO_{2,eq}/kWh door de vervanging van grijze stroom. In deze berekening zijn de energieverliezen door het net (4%) en de samenstelling van de huidige energiemix meegenomen (CBS, 2019). De energieverliezen worden namelijk aangevuld door grijze stroom.

Conclusie: De emissie veroorzaakt door de aanleg en gebruik van de keten valt dus in het niet bij de reductie ten gevolge van vervanging grijze stroom door groene stroom. De totale CO₂-bijdrage van netverzwaring is dan ook een reductie van 0,43 kg CO_{2,eq}/kWh.

3.1.4. Andere milieu-impacts

Grondstoffenwinning

De materialen waarvan het grootste volume ingekocht moet worden zijn aluminium, ijzer en koper (Alliander, 2018). Schaarste van deze metalen is er nog niet maar deze metalen worden nog niet duurzaam gewonnen (Farjana, 2019). Bijvoorbeeld aluminium wordt gewonnen uit bauxiet en dit kost wel energie. Deze energie wordt nu nog opgewekt uit fossiele grondstoffen. De CO₂-emissie die hiermee gepaard gaat is al besproken in de vorige paragraaf en kan verminderd worden door recycling.

Recycling van aluminium kan een energiebesparing van wel 95 % opleveren. Indien echter het afval dat overblijft na recycling onbehandeld wordt afgevoerd en in water terecht komt kan het de zuurgraad veranderen en daardoor giftig zijn voor waterorganismen (Institute for Sustainable Futures, 2019).

Recycling van koper zorgt voor een energiebesparing van 85 % ten opzichte van de primaire productie. In Europa was in 2015 ongeveer 50% van het koper afkomstig van recycling (European Copper Institute, 2018). Een voordeel van Cu is dat het eindeloos kan worden hergebruikt.

De winning van deze grondstoffen gebeurt vaak in open pit mijnbouw. De milieueffecten hiervan worden besproken in de paragraaf over de milieudruk van batterijen (4.7.1).

SF₆ lekkage

Zwavelhexafluoride (SF₆) wordt gebruikt als isolatiemiddel in schakelinstallaties (Tennet, 2019a). Voor SF₆ wordt een Global Warming Potential (GWP) gehanteerd van 22.800. De totale SF₆-emissie bij de Nederlandse netbeheerders elektriciteit neemt sinds 2016 af en was 770 kg in 2018. Dit komt overeen met 0,018 Mton CO₂-equivalent (Tennet, 2019a).

De afname werd bereikt door versnelde vervanging en renovatie van installaties, waardoor de hoeveelheid gelekt SF₆ is verminderd. Het gas zelf is niet giftig maar kan onder bepaalde omstandigheden giftige bijproducten vormen die een gevaar kunnen zijn voor onderhoudspersoneel (Dervos & Vassiliou, 2000).

Producenten van schakelinstallaties zijn ook op zoek naar alternatieven zoals het bouwen van elektriciteitsstations die worden geïsoleerd met behulp van omgevingslucht in plaats van met SF₆ (Milieu Centraal 2019b, Tennet 2019a).

3.2. Mogelijke optimalisaties bij netverzwaring

Er zijn verschillende oplossingen om zonneparken zo optimaal mogelijk aan te sluiten. Deze oplossingen kunnen de kosten of de implementatietijd verminderen van de benodigde netverzwaring.

In onderstaande wordt per oplossingsrichting aangegeven of dit een mogelijkheid is voor de casus in dit onderzoek. Het opslaan-van elektriciteit-op tijden-van-overschot-en-weer- leveren-op tijden-van-vraag als oplossing wordt niet besproken in dit hoofdstuk.

3.2.1. Loslaten n-1, veranderen wetgeving

Op dit moment is er wettelijk verplichte redundantie in het netwerk zodat de energievoorziening voortgezet kan worden via reservekabels bij een storing of onderhoudswerkzaamheden. Alle kabels en transformatoren dienen dus dubbel aanwezig te zijn. Met de huidige capaciteitstekorten wordt dit als een probleem ervaren. Het Ministerie van Economische Zaken vindt dat de huidige wet- en regelgeving niet ontworpen is op de schaarste die er nu is op het elektriciteitsnetwerk (Overheid.nl, 2019).

Door de reserve infrastructuur in te zetten voor het transport van zonne-energie komt er extra capaciteit beschikbaar. Op deze manier kan er met het bestaande netwerk meer duurzame energie worden getransporteerd. In geval van een storing of onderhoud worden deze kabels dan wel weer tijdelijk anders gebruikt en kan een zonnepark niet terug leveren. Volgens de netbeheerders komen storingen weinig voor.

Hiervoor is het nodig dat de Energiewet wordt aangepast, de verwachting is dat dit in 2020 gebeurt (Overheid.nl, 2019).

Nu tijd zijn sommige netbeheerders al hiermee aan het experimenteren. Een voorbeeld hiervan is bij een verdeelstation in Noord-Holland. Daar mag nu meer dan de helft van de capaciteit van een verdeelstation gebruikt worden. Wel worden er afspraken gemaakt met de bedrijven die deze reservecapaciteit gaan gebruiken. Deze moeten terugvallen op hun eigen back-up voorzieningen bij een storing. Bij grote problemen gaat de elektriciteitsvoorziening aan huishoudens voor.

Voor "Oosterwolde" zou dit betekenen dat minder reservecapaciteit nodig is en de benodigde netverzwaring dus minder groot wordt (uitbreiding hoogspanning kan uitgesteld worden). Ook kunnen zonneparken sneller aangesloten worden.

3.2.2. Inperking aanbod (*curtailment*)

Terwijl er in Nederland dus voor gekozen wordt om te wachten met het aansluiten (en stroom laten leveren) van extra zonneparken totdat de netverzwaring geregeld is, wordt er in Californië voor een andere oplossing gekozen: inperking van het aanbod wanneer dit nodig is. Er worden in feite meer zonneparken gebouwd dan dat er bestaande netcapaciteit voor aanwezig is. Wanneer er dan grote stroomoverschotten dreigen worden een aantal zonneparken afgesloten. Dit afsluiten van de zonne-energie oftewel inperken wordt *curtailment* genoemd.

Op 27 mei 2019 rond 13.00 uur sloten exploitanten van zonnecentrales tegelijkertijd een recordtotaal van ongeveer 4.700 megawatt aan capaciteit van het net af - bijna 40% van de totale geïnstalleerde zonne-energiecapaciteit op het net in Californië (Golden et al., 2019).

Omdat deze overschotsituaties nog beperkt voorkomen resulteren ze in een klein totaal energieverlies (Los Angeles Times, 2019). In 2018 werd minder dan 2% van de potentiële zonne-energie ingekort, een aantal dat in 2019 3% tot 4% kan bereiken. Het overgrote deel van de inperkingen gebeurt via een concurrerende markt, waar exploitanten van zonne- en windinstallaties worden betaald om de productie te verlagen. Het verschil tussen *curtailment* en het aftoppen dat in de casus 'Oosterwolde' gebruikt wordt, is dat *curtailment* flexibel is, terwijl aftoppen permanent is, bepaald door het type aansluiting op het. De producenten ontvangen hier ook geen vergoeding voor (anders dan iets lagere aansluitkosten).

De grote beschikbaarheid van zonne-energie in Californië creëert flexibiliteit voor de netbeheerder. In plaats van volledig te vertrouwen op gasgestookte elektriciteitscentrales om op en neer te gaan om schommelingen in de vraag aan te passen, kan de netbeheerder creatief zijn met zonneparken, hun

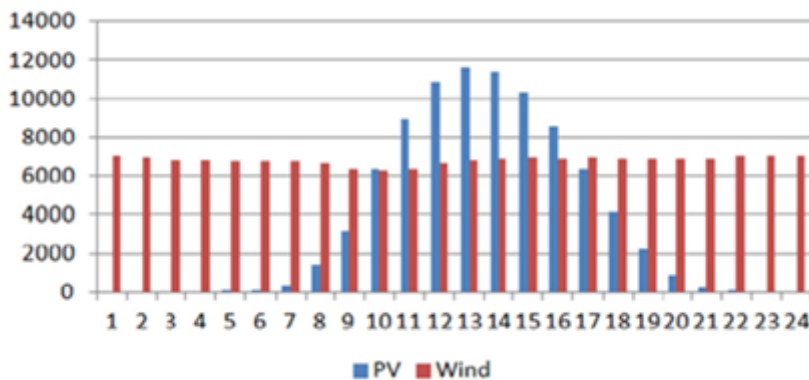
productie indien nodig beperken of wat zonne-energie in reserve houden op momenten dat de vraag naar energie onverwacht toeneemt. De hamvraag is wel hoeveel reserve zonne-energie voordelig is en hoeveel geldverspilling.

Curtailment zou in principe mogelijk zijn in 'Oosterwolde'. Netwerkbeheerders in Nederland onderzoeken momenteel deze oplossingsrichting en willen dit jaar hiermee nog gaan experimenteren (Solar Magazine, 2019b). Hierbij zijn ze afhankelijk van de medewerking en bereidwilligheid van marktpartijen om dit te ontwikkelen.

3.2.3. Combineren van zonne-energie met windenergie

Niet alleen bij de aanleg van zonneparken is netverzwaring nodig, ook bij nieuwe windparken zowel onshore als offshore is extra infrastructuur nodig. Ook hier wordt gekeken naar de optimale aansluiting (Tennet 2019b).

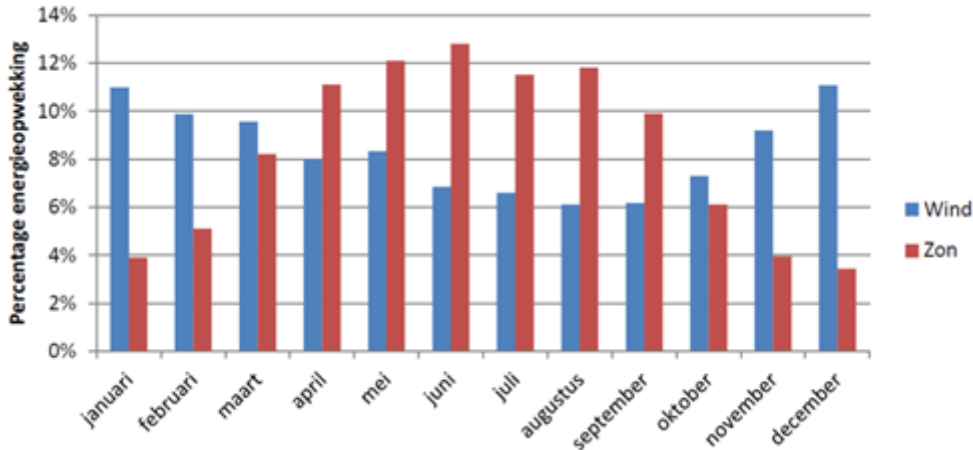
In Figuur 3.2.1 zijn de productie van wind en zonne-energie vergeleken op een gemiddelde dag. Hier is te zien dat windenergie veel stabiel is over de dag dan zonne-energie.



Figuur 3.2.1: Typische dag curve voor productie van wind en zonne-energie in Duitsland. Overgenomen van Benhmad & Percebois (2018)

In Figuur 3.2.2 wordt de energieopwekking met wind vergeleken met die van zon in Nederland. De maandelijkse hoeveelheid is afgebeeld op een percentage schaal, opgeteld geven de maanden 100%. De figuur laat zien dat de productie van windenergie in de wintermaanden hoger dan in de zomermaanden. De productie van zonne-energie daarentegen is het hoogst in de lente en de zomer. De twee duurzame energievormen vullen elkaar over de seizoenen aan. Van Leeuwen, de Wit & Smit (2017) rapporteren dat deze complementariteit verre van perfect is.

Volgens netbeheerder Liander kan het toch voordelen hebben om ze beiden een netaansluiting te laten delen (Liander, 2016). Doordat de wind- en zonenergie elkaar aanvullen en één kabel delen, hoeft het elektriciteitsnet niet onnodig te worden verzwaaard. De elektriciteitskabel wordt optimaal gevuld met energie, aftoppen zal minder nodig zijn. Door de combinatie van wind en zon zal de energievoorziening gelijkmatiger zijn.



Figuur 3.2.2: Percentage energieopwekking per maand voor wind en zon in Nederland. Windunie. (z.d.). Combinatie wind- en zonne-energie Geraadpleegd van <https://www.windunie.nl/exploitatiediensten/wind-zonne-energie/>

In Californië bestaat sinds 2014 een markt voor energie-onbalans om het elektriciteit aanbod in realtime en in acht westerse staten in evenwicht te brengen met de vraag (Los Angeles Times, 2019). Met deze nieuwe realtime-markt kunnen netbeheerders elektriciteit vinden en verplaatsen over een groter geografisch gebied - en verschillende tijdzones - wat meer flexibiliteit biedt bij het plannen en verzenden. Op de markt kan zonne-energie die 's middags in Californië wordt geproduceerd, worden gebruikt in Utah. Evenzo kan avondwind in Wyoming stroom produceren om aan de piekvraag in Californië aan het einde van de middag te helpen (California Independent System Operator, 2019).

Bij 'Oosterwolde' zouden ook windparken gebouwd kunnen worden zodat de kosten/kWh voor netverzwaren omlaaggaan.

3.2.4. Lokale flexibiliteit en congestiemanagement

Het inzetten van flexibiliteit in de elektriciteitsmarkt kan een grote rol spelen bij het stabiel houden van de elektriciteitsvoorziening en het voorkomen van congestie, bijvoorbeeld door een deel van de vraag naar elektriciteit te verschuiven, uit te smeren in de tijd of uit elektriciteitsopslag te laten komen (Duurzaam Gebouwd, 2019; Liander, 2019b).

Dit wordt mogelijk door variabele elektriciteitsstarieven te hanteren die mensen aanmoedigen om hun energieverbruik te verleggen naar andere momenten van de dag. Hiervoor is het nodig dat consumenten weet hebben van hun energiegebruik, bijvoorbeeld door het gebruik van een energieverbruiksmanager (Consumentenbond, 2019; Milieu Centraal, 2019a). Deze voorgestelde oplossing zal niet voldoende zijn in rurale gebieden als 'Oosterwolde' waar op zonnige dagen het aanbod van stroom de vraag vele malen kan overtreffen.

Het inzetten van flexibiliteit in de elektriciteitsmarkt bij grotere marktpartijen in de elektriciteitsmarkt wordt aangeduid met de term congestiemanagement.

In rurale gebieden zoals "Oosterwolde" zijn er meestal te weinig potentiële deelnemers voor congestiemanagement (Liander, 2019b). Dit komt mede omdat partijen die duurzaam opgewekte elektriciteit terug leveren aan het net (zonneparken) nu nog vrijgesteld zijn van congestiemanagement.

3.2.5. Smart grid

"Als je vraag en aanbod volledig geautomatiseerd aan elkaar wilt koppelen, zonder manuele interventie, heb je kunstmatige intelligentie nodig", stelt Michiel Kirch, directeur van innovatie- en kennisinstelling TKI Urban Energy. "Met de flexibiliteit die je daarmee creëert, kan je miljarden euro's besparen, die je anders in de uitbreiding van het net zou moeten steken" (Middelweerd, 2018).

Een dergelijk geautomatiseerd systeem wordt ook wel smart grid genoemd. Het Nederlandse hoogspanningsnet kan al een aantal jaar als een smart grid beschouwd worden, maar op lager niveau is daar nog lang geen sprake van. Met dit smart grid is het mogelijk om het elektriciteitsnet nauwkeurig te monitoren en gegevens te verzamelen. Daardoor kan wellicht beter geanticipeerd worden op het alsmear fluctuerende energie aanbod van duurzame opwekkers. In rurale gebieden met veel zonneparken waar het aanbod van elektriciteit veel groter is dan de vraag zal enkel een smart grid niet genoeg zijn.

3.2.6. Realisatie Implementatietijd van netverzwaring verkorten

Het is mogelijk om de bouw van elektriciteitsstations te versnellen door prefabricage (prefab) te bouwen (Liander, 2019a). Er bestaan tegenwoordig ook kant en klare mobiele middenspanningsstations zogenaamde E-houses (Solar Magazine, 2019b). Deze zijn goedkoper dan de klassieke stations en kunnen sneller worden geplaatst. De grootste knelpunten kunnen hiermee versneld weggenomen worden. Dit is niet overal mogelijk, omdat E-houses alleen geplaatst kunnen worden op plekken waar ruimte is, aansluitmogelijkheden zijn en ook transportcapaciteit in het landelijk hoogspanningsnet beschikbaar is.

De meeste tijd kost echter de aanvraag van een vergunningstraject voor het bouwen van het station en het aanleggen van de kabels (Liander, 2019a). Daarom willen netbeheerders het liefst zo ver mogelijk van tevoren weten wat waar moet gebeuren, zodat ze vergunningstrajecten op tijd kunnen doorlopen. Dat vraagt om intensief en vroegtijdig samenwerken met gemeenten, provincies en alle andere partners binnen en buiten de energiesector.

Een andere mogelijkheid om de realisatietijd te verkorten zou zijn als de netbeheerders 'anticiperend', oftewel met meer financieel risico, zouden mogen investeren. Dat wil zeggen dat ze mogen investeren zonder vooraf 100 procent zekerheid te hebben dat de netten ook worden gebruikt. Nu mogen de netbeheerders geen kabels in de grond leggen als ze niet zeker weten dat die kabels ook worden gebruikt. Deze drie oplossingen zouden in principe kunnen worden ingezet bij "Oosterwolde".

3.3. Conclusies netverzwaring

In dit hoofdstuk is bepaald welke netverzwaring nodig is in 'Oosterwolde' om de te verwachten zonneparken met een totaal vermogen van 175 MW aan te sluiten. Er zijn extra ondergrondse kabels, een uitbreiding van het onderstation alsmede lijnverzwaringen van het hoogspanningsnet nodig. De kosten, CO₂-emissie besparing (beiden uitgedrukt per eenheid van energie overschrijding) en implementatietijd die hiermee gepaard gaan staan in Tabel 3.3.1.

Tabel 3.3.1:

Resultaten onderzoek Netverzwaring

criterium	Resultaat
Koten	0,10±0,02 €/kWh
CO ₂ -emissie: besparing	0,432 kg/kWh
Implementatietijd	5-10 jaar

Uit de kostenberekeningen kan geconcludeerd worden dat de netbeheervergoeding voldoende lijkt te zijn om de maatschappelijke kosten van netverzwaring te compenseren, immers de uitkomst van het kosten criterium is nagenoeg nul. Dit wordt veroorzaakt door de lange afschrijvingsduur van netverzwaring, gemiddeld 40 jaar. De CO₂-besparing is aanzienlijk, dit komt omdat de bijdrage aan de CO₂-emissie van de aanleg en operatie van de netverzwaring slechts 1,5·10⁻³ kg/kWh bedraagt. De besparing door de vervanging van grijze stroom door groene stroom is derhalve vele malen groter. De CO₂-emissie per kWh, is zo laag omdat de infrastructuur van netverzwaring een lange levensduur heeft.

De implementatietijd van netverzwaring is veel groter dan de tijd voor de bouw van een zonnepark (1 jaar), vooral het uitbreiden van de hoogspanningslijnen kan wel 10 jaar duren. Uitbreiden van onderstations alleen duurt maximaal 5 jaar.

De benodigde netverzwaring kan gereduceerd worden door 1) de redundantie eis los te laten voor zonneparken, 2) curtailment toe te laten als dat nodig is, 3) het combineren van zonneparken met windparken.

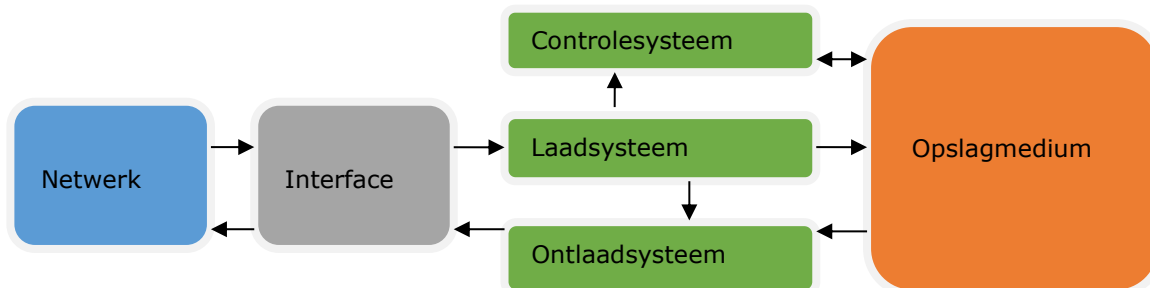
Verschillende elektriciteitsstarieven hanteren die mensen aanmoedigen om hun energieverbruik te verleggen naar andere momenten van de dag zal weinig effect hebben op de benodigde netverzwaring in rurale gebieden. Ook congestiemanagement is meestal geen geschikte oplossing in rurale gebieden omdat er te weinig verschillende aanbod en vraag partijen zijn. Door onderzoek naar ontwikkelingen in de toekomst zoals naar een smart grid zullen vraag en aanbod verder op elkaar kunnen worden afgestemd. In rurale gebieden met veel zonneparken waar het aanbod van elektriciteit veel groter is dan de vraag zal enkel een smart grid niet genoeg zijn om de benodigde netverzwaring significant te reduceren. De implementatietijd kan verkort worden door mobiele of prefab bouw van onderstations. Ook wordt die tijd verkort als er sneller vergunningen voor aanleg (of uitbreiding) van onderstations en hoogspanningsmasten worden verleend.

4. De inzet van energieopslagsystemen

Wil men vraag en aanbod van elektriciteit op elkaar afstemmen dan dient het energiesysteem flexibel te zijn (Droste-Franke et al., 2012). De belangrijkste vorm van flexibiliteit hiervoor is load shifting. Dit is een vorm van congestiemanagement waarbij opslagsystemen worden opgeladen bij geringe vraag, om dan elektriciteit te genereren bij toenemende vraag, wanneer kosten voor het gebruik van elektriciteit eveneens toenemen (Akinyele & Rayudu, 2014). "Load shifting" mitigeert capaciteitsvereisten van het elektriciteit opwekkende systeem of van het elektriciteitsnetwerk (Hiremath, Derendorf & Vogt, 2015; Akhil et al., 2013). Tevens wordt het fluctuerende aanbod van hernieuwbare energiebronnen opgevangen.

Figuur 4.1 geeft de vier belangrijkste componenten van energieopslagsystemen (EOS) weer:

- interface (omvormer): zet gelijkspanning van opslagmedia om in wisselspanning en omgekeerd, zodat de elektriciteit aan het net kan worden gekoppeld
- laadsysteem: brengt elektrische energie vanuit het netwerk naar het opslagmedium
- ontlaadsysteem: verzorgt de levering van opgeslagen energie
- controlesysteem: beheert het energieopslagsysteem



Figuur 4.1: Belangrijkste componenten van EOS (bron: Akinyele & Rayudu, 2014)

Verschiedene EOS kunnen bijdragen aan het verhogen van de hoeveelheid zonne-energie in het elektriciteitsnetwerk. Baumann et al. (2019) benadrukken dat verscheidene factoren een rol spelen bij de keuze voor een bepaald EOS in een voorgenomen casus. Wat de casus in het onderhavige onderzoek betreft moet het ingezette EOS technisch geschikt zijn om stroomoverschotten uit rurale zonneparken op te vangen via *load shifting*. Dit verhoogt de betrouwbaarheid van het elektriciteitsnetwerk omdat de levering van elektriciteit stuurbaarder wordt (Palizban & Kauhaniemi, 2016; Akinyele & Rayudu, 2014). Voor de bepaling van deze technische geschiktheid zijn prestatie-indicatoren zoals opslagcapaciteit, energiedichtheid, energie-efficiëntie en eveneens praktische inzetbaarheid bekeken.

Daarom richt deze deelrapportage zich achtereenvolgens op:

- het generaal benoemen van de in deze studie bekeken energieopslagsystemen (paragraaf 4.1)
- het in kaart brengen van *eigenschappen* van EOS die relevant zijn om de keten van aanbod zonne-energie, tot het aanbieden aan de eindgebruiker, technisch zo optimaal mogelijk in te richten (paragraaf 4.2)
- het bepalen welk EOS, op basis van deze relevante eigenschappen, praktisch gezien het best inzetbaar is voor het opvangen van stroomoverschotten uit rurale zonneparken (paragraaf 4.2).
- een bespreken van de verschillende soorten stationaire batterijen (paragraaf 4.3)
- het kwantificeren van kosten (paragraaf 4.4) en CO₂-impact (paragraaf 4.5) van de geselecteerde opslagsystemen
- het kwalitatief beschouwen van overige milieu-impacts (paragraaf 4.6)

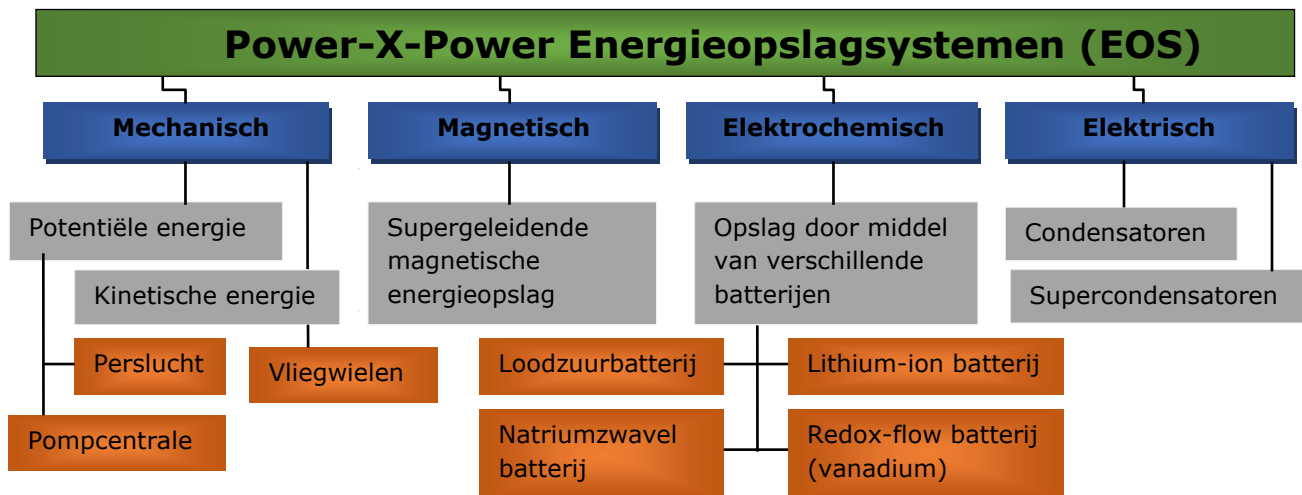
- het kwantificeren van de implementatietijd om het ingezette energieopslagsysteem te plaatsen (4.7)

4.1. Energieopslagsystemen: een overzicht

Heel wat wetenschappelijke literatuur richt zich op individuele kenmerken van EOS. Zo bieden Akinyele & Rayudu (2014) een uitgebreid overzicht van technologieën om energie op te slaan. Evans, Strezov & Evans (2012) vergelijken prestatie-indicatoren van uiteenlopende EOS en Zakeri & Syri (2015) voeren een kosten- en batenanalyse ervan uit. Dit terwijl Acar (2018) en Stougie et. al (2019) ook de impact van EOS op het milieu belichten. Onderzoek van Verzijlbergh, de Vries & Herder (2015) gaat na in hoeverre de toepassing van EOS mede is bepaald door regelgeving en beleid. Dus ook beperkingen vanuit het wetgevende kader kunnen de toepassing van EOS beïnvloeden.

Voor dit onderzoek van EOS als alternatief voor netverzwaring is gekeken naar opslagsystemen die behoren tot de categorie Power-X-Power (PxP). Opgeslagen elektriciteit komt hierbij als elektriciteit vrij. Dit is mogelijk door elektriciteit om te zetten in een andere vorm van energie zoals elektrochemische, kinetische of potentiële energie (Moradzadeh, Zwaenepoel, Boel & Vandeveld, 2013). Power-to-Heat is een vorm van energieopslag waarbij elektriciteit nagenoeg irreversibel in een medium wordt omgezet, waardoor het niet mogelijk is om energie als elektriciteit terug te winnen (Verzijlbergh, de Vries & Herder, 2015). Dit is daarom niet meegenomen.

PxP-EOS (figuur 4.1.1) worden in de literatuur over het algemeen opgesplitst in elektrochemische, mechanische, elektrische en magnetische (SMEOS) technologieën (Gil-González, Garcés & Escobar, 2017; Suberu, Mustafa & Bashir, 2014; Energy Storage Association (ESA), 2019; Evans, Strezov & Evans, 2012).



Figuur 4.1.1: Ordening van de voornaamste energieopslagsystemen (EOS).

4.2. Prestatie-indicatoren en selectie van EOS

De in tabel 4.2.1 gegeven prestatie-indicatoren bij het inzetten van P-x-P EOS maken het mogelijk om te bepalen welke EOS geschikt zijn voor de technische inrichting van de keten.

Bovendien stellen bepaalde opslagsystemen randvoorwaarden aan de fysieke omgeving. Zo stellen pompcentrales geografische eisen, omdat water tijdens perioden met een lager energieverbruik van lagere naar hogere gelegen waterbekkens gepompt wordt. Voor perslucht opslag zijn geologische formaties zoals lege gasvelden of zoutcavernes nodig. Het vinden van geschikte locaties beperkt het gebruik van deze technologieën.

Tabel 4.2.1:

Prestatie-indicatoren van P-x-P EOS

Prestatie-indicatoren (casus-specifiek)	Omschrijving	Eenheid	Casus-gerichte eisen gesteld aan EOS (zie ook bijlage B)
vermogen	hoeveelheid energie dat per tijdseenheid in of uit het EOS kan gaan	kW	Gegeven de stroompieken in de casus dient het EOS 4.600 kW te kunnen opvangen
capaciteit	geeft aan hoeveel elektrische energie kan opgeslagen worden	kWh	- mogelijkheid middellange termijnopslag, van 2-tot 10 uren (Akhil et al., 2013; Fuchs, Lunz, Leuthold & Sauer, 2012) - maximale aaneengesloten overschrijdingsduur casus is 10 uren - capaciteit batterij in casus 32.000 kWh
Generieke prestatie-indicatoren	Omschrijving	Eenheid	Relatie tussen indicatoren en prestaties van EOS
roundtrip-efficiëntie	percentage energie dat na laden van het EOS ook weer kan ontladen worden	%	Hoe hoger de roundtrip-efficiëntie, hoe meer kWh stroomoverschot tot bij de eindgebruiker kan worden gebracht. Dit beïnvloedt de uitkomsten voor opbrengsten en CO ₂ -reductie van het EOS die per kWh stroomoverschot worden berekend.
energiedichtheid	hoeveelheid kWh aan elektriciteit die kan worden opgeslagen per eenheid massa of volume	kWh/kg of kWh/l	milieu-impacts en CO ₂ -emissies hangen af van energiedichtheid. Indien laag wordt de batterij groter bij een zelfde capaciteit
operationele tijd & ontladtijd	hoeveelheid tijd dat een EOS een redelijk (bv. gemiddeld) respectievelijk maximaal vermogen levert	msec. tot uren	- voor ondersteuning van hernieuwbare energie is een operationele tijdspanne van verschillende uren belangrijk - hierbij ligt de focus op capaciteit en minder op vermogen (Baumann, 2017)
cycli	het aantal keren dat een EOS kan laden en ontladen vooraleer (80% van nominale capaciteit wordt hierbij meest gebruikt) dit een negatief effect heeft op de prestatie ervan, (Baumann, 2017)	nvt	- bij "load shifting" rekent men doorgaans op één cyclus per dag, bij stroomoverschotten (Baumann et al., 2017)
zelfontlading	percentage van lading van een EOS dat verloren gaat over een uur of dag (Fuchs, Lunz, Leuthold & Sauer, 2012)	%/dag of %/u	- bv. vliegtuigen verliezen 15% van hun lading op één uur. Bij ontladen rest dan nog amper 20% van de lading na 10 uren opslag
levensduur	aantal jaren dat een EOS wordt verwacht te functioneren vooraleer het een aanzienlijk deel van zijn capaciteit verliest (20 tot 40%)(IRENA, 2015)	jaren	Voor bepaalde EOS hangt levensduur sterk af van ontladdiepte. Bij diepe ontlading is het aantal cycli bepalend voor de levensduur, niet het voorziene aantal jaren (Barelli et al., 2019)
diepte van ontlading	percentage van een EOS dat is te ontladen ten aanzien van de totale capaciteit van de batterij	%	De aangewezen ontladdiepte kan verschillen per EOS. Hoe lager deze is, hoe meer bv. een batterijsysteem zal moeten overdimensioneren om het door de beperkte ontladdiepte verloren capaciteit te compenseren (Baumann, 2017).

Opmerking: prestatie-indicatoren zijn aangepast overgenomen uit Verzijlbergh et al. (2015), Zakeri & Syri, 2015; Evans, Strezov & Evans, 2012; Bauman, 2017; Acar, 2018; Akinyele & Rayudu, 2014; Ren & Ren, 2018; Palizban & Kauhaniemi, 2016; Pierie & van Someren, 2017

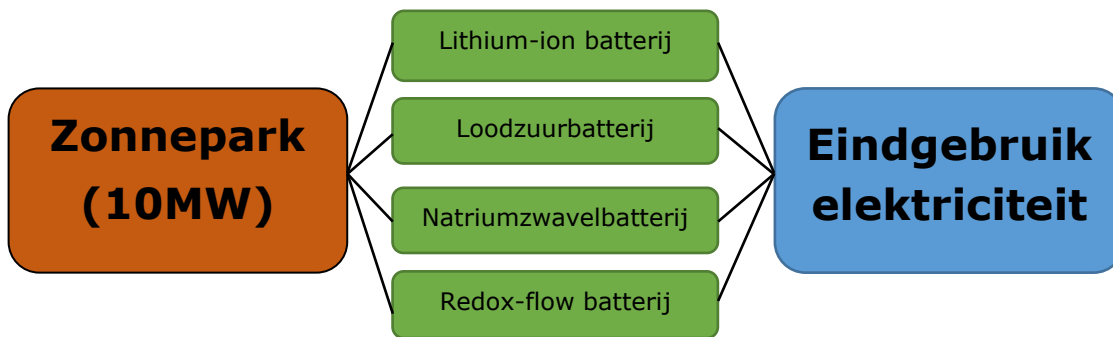
Tijdens ontladen wordt bij persluchtopslag aardgas verbrand om de luchttemperatuur van sterk expanderende lucht te verhogen. Dit voorkomt schade aan de installatie maar maakt de technologie afhankelijk van fossiele brandstoffen (Stougie et al., 2019; Valdivia et al., 2019). Adiabatistische persluchtopslag is een efficiëntere versie van deze technologie doordat de restwarmte van compressie

wordt opgeslagen in een thermaal opslagsysteem en opnieuw gebruikt voor opwarming van lucht bij expansie. Maar dit soort systemen zijn niet geschikt voor kleinschalige installaties (Evans et al., 2012). Zowel pompcentrales als perslucht opslag zijn technologieën voor opslag op grote schaal, van 100 tot 2000MW (Zakeri & Syri, 2015).

Verzijlbergh, de Vries & Herder (2015) delen ontladingsduur in over drie categorieën: van seconden tot een minuut, van minuten tot een uur, en uren. Dit is de tijdsduur dat een EOS elektriciteit kan leveren bij maximaal vermogen. Palizban & Kauhaniemi (2016) stellen dat de categorie "uren" belangrijk is voor de integratie van hernieuwbare energie en het opslaan van stroompieken. Elektrische, supermagnetische EOS (SMEOS) en vliegwielen hebben een heel korte ontlad-, respons- en operationele tijd en zijn daarom ongeschikt voor opslag en ontlading over meerdere uren (Palizban & Kauhaniemi, 2016). Omwille van hun mogelijkheid om snel en kortstondig een hoog vermogen te leveren maar heel beperkt opslagpotentieel (energiedichtheid) worden zij vooral ingezet voor opslag van zeer kortstondige (ms-s) vermogenspieken en de verzorging van spannings- en stroomkwaliteit (Evans et al., 2012; Zakeri & Syri, Energy Storage NL, 2019; Akinyele & Rayudu, 2014; IRENA, 2019).

Vliegwielen zijn het meest geschikt voor opslag met een groot vermogen voor korte termijn en zijn ideaal voor netdiensten waarbij responstijden zeer kort (sec.-min.) moeten zijn, zoals bij verzorging van spanningskwaliteit, levering van noodvermogen, frequentiebalancing en "ramp rate"-controle (Europese Rekenkamer, 2019; Pierie & van Someren, 2017; Amiryar & Pullen, 2017; IRENA, 2019). Zij leveren grote vermogens maar de capaciteit is gering (Tan, Li & Wang, 2013, Palizban & Kauhaniemi, 2016). Ze kunnen niet worden gebruikt voor opslag over lange of middellange termijn omdat zij na een uur reeds circa 15 % van de opgeslagen energie verliezen (Europese Rekenkamer, 2019) en een dagelijkse zelfontlading hebben van 100% (Sebastián & Alzola, 2012; Verzijlbergh, de Vries & Herder, 2015).

Deze studie zal zich verder richten op elektrochemische EOS en dan meer bepaald op stationaire batterijen (figuur 4.2.1). Bijlage E toont de berekeningen voor de vaststelling van het benodigde vermogen en capaciteit van de in te zetten batterij.



Figuur 4.2.1: De keten aangepast door invoeging van de uit figuur 4.1.1 opgenomen EOS

4.3. Bespreking verschillende soorten stationaire batterijen

In de volgende paragrafen is kort ingegaan op de eigenschappen van de verschillende stationaire batterijen.

4.3.1. Lithium-ionbatterij

Een viertal lithium-ion batterijen worden momenteel het meest toegepast in stationaire systemen (IRENA, 2017). Allen berusten op uitwisseling van lithiumionen (Li+) tussen anode en kathode.

Bij moderne lithium-ion batterijen bestaat de anode uit synthetisch grafiet of lithium titanat (LTO). Typische kathodematerialen zijn lithium-nikkel-mangaan-kobaltoxide (NMC), lithium-nikkel-kobalt-aluminium oxide (NCA), lithium-kobaltoxide (LCO), lithium-mangaanoxide (LMO) of lithium-ijzer-fosfaat (LFP). Het elektrolyt is een lithiumzout, vaak LiPF₆, opgelost in carbonaat. Gedurende laden gaan lithiumionen terug naar de anode en worden ingevoegd in grafietlagen. Gedurende ontladen gaan lithiumionen naar de kathode (Stenzel, Baumann, Fleer, Zimmermann & Weil, 2014; Fuchs et al., 2012).

4.3.2. Loodzuurbatterijen

Loodzuurbatterijen zijn samengesteld uit een loodplaat als anode en loodplaat bedekt met loodoxide (PbO₂) als kathode. Deze platen staan in een oplossing van zwavelzuur (H₂SO₄) als elektrolyt (Reijnders, 2012). In Valve-regulated Lead Acid (VRLA) batterijen is de elektrolyt geïmmobiliseerd. Er zijn twee uitvoeringen, gel-accu's en AGM's (Absorbed Glass Matt). Bij gelbatterijen worden meestal siliconensamenstellingen aan het zuur toegevoegd, waardoor het elektrolyt verandert in een geleachtige substantie die niet kan uitlekken. Bij AGM's wordt het elektrolyt op zijn plaats gehouden door middel van een scheidingsvlies bestaande uit een matje van glasvezel. Om het maximale aantal cycli van batterijen te vergroten wordt ook koolstof gebruikt in anodes.

4.3.3. Redox-flow batterijen (vanadium)

Bij redox-flow batterijen worden reactanten (vanadiumionen) niet opgeslagen in elektrodes maar buiten de batterij in reservoirs waar zij zijn opgelost in het elektrolyt. Daarin verschillen zij van andere oplaadbare batterijen. Bij vanadiumbatterijen zijn er twee verschillende vanadium elektrolyten, V²⁺/V³⁺ en V⁴⁺/V⁵⁺, in licht zure, waterige oplossingen. Tijdens laad- en ontladcycli worden protonen uitgewisseld tussen twee elektrolyten via een proton-permeabel polymeer membraan (IRENA, 2017). Het voordeel van dit soort batterijen is dat het vermogen en de capaciteit ontkoppeld zijn. Capaciteit wordt in redox-flow batterijen geregeld door de grootte van de reservoirs te variëren. Het vermogen wordt bepaald door het totaaloppervlak van het membraan (Terbijhe, Verbruggen, de Veth & Pukala, 2012). De meeste aandacht gaat uit naar vanadium redox flow batterijen. Het is de meest ontwikkelde redox-flowbatterij en de enige die momenteel commercieel inzetbaar is (Baumann, 2017).

4.3.4. Hoge temperatuurbatterijen

Deze groep bestaat uit de natrium-zwavelbatterijen (NAS) en de natrium-nikkel-chloorbatterijen (NaNiCl₂). Het systeem is gebaseerd op laad- en ontladreactie's tussen kathode (zwavel bij NaS, nikkelchloride bij NaNiCl₂) en anode, bestaande uit natrium. De elektroden zijn gescheiden door een elektrolyt op basis van keramiek, aluminium- en natriumoxide. Een groot nadeel is dat de batterij op een 300 - 350°C temperatuur moet worden gehouden, ook als zij niet in gebruik is. Dit is nodig om de elektroden in een vloeibare fase te houden. Longo, Antonucci, Cellura & Ferraro (2014) benadrukken dat dit soort batterijen dienen te worden opgewarmd als zij langer dan 24 uren niet worden gebruikt.

4.4. Kwantificeren kosten van batterijen

Voor het kwantificeren van kosten gebruikt deze studie informatie verschaft in het rapport "Electricity Storage and Renewables. Costs and Markets to 2030" van het International Renewable Energy Agency (IRENA, 2017). Data in het IRENA-rapport zijn samengesteld aan de hand van meer dan 150 bronnen en interviews met experts. Samen met gegevens verstrekt door Liander maakt dit rapport het mogelijk om kosten van de batterijen per kWh stroomoverschot te berekenen.

Het gebruik van de vele bronnen voor kosten per kWh van batterijen leveren een bandbreedte op waarvan de meest en minst gunstige resultaten zijn weergegeven (IRENA, 2017). Kosten voor batterijen uit de lithiumfamilie zijn homogeen met uitzondering van de lithium-titanaat (LTO) batterij. Deze heeft hogere kosten omwille van het dure titanaat (Hesse, Schimpe, Kucevic & Jossen, 2017). LTO's zorgen dan ook voor de bovengrens van de prijs per kWh van lithium-ion batterijen (IRENA, 2017). Zelfs de meest gunstige kostenberekeningen laten enkel voor loodzuurbatterijen een positieve businesscase zien (zie tabel 4.4.1). In alle andere gevallen zijn kosten hoger dan opbrengsten zodat de business case om

stroomoverschotten uit rurale zonneparken met batterijen op te vangen negatief is. Een meer gedetailleerde weergave van de resultaten staat in bijlage F.

Tabel 4.4.1:

Overzicht van CAPEX & OPEX, opbrengsten en netto kosten van batterijsystemen per kWh overschot aan stroom

Soort batterij	Lithium-ion		Hoge temperatuur batterijen		Redox-flow (vanadium)		Loodzuur (VRLA)	
	meest gunstig	minst gunstig	meest gunstig	minst gunstig	meest gunstig	minst gunstig	meest gunstig	minst gunstig
Energie-Efficiëntie in %	99	81,4	93,1	71	87,7	61,9	93,1	75,9
Subtotaal CAPEX & OPEX per kWh overschot in €	0,098	0,634	0,199	0,371	0,148	0,490	0.058 (b)	0.251
Opbrengsten per kWh overschot in €	0,0297	0,0244	0,0279	0,0213	0,0263	0,01857	0,0279	0,0228
Kosten ter compensatie netwerkverlies per kWh in €	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012
Vergoeding netbeheerders ^(a)	0,0506	0,0506	0,0506	0,0506	0,0506	0,0506	0,0506	0,0506
TOTALE kosten per kWh overschot in €	0,02	0,56	0,12	0,30	0,07	0,42	-0,02	0,18
TOTALE <i>kosten</i> per kWh in € (2030)	-0,03	0,29	0,00	0,14	-0,01	0,26	-0,04	0,08

^(a) De netbeheervergoeding wordt meegenomen in de kostenberekening van de keten omdat indien de elektriciteit niet aan de klant wordt geleverd, maar bijvoorbeeld wordt omgezet in waterstof, deze vergoeding vervalt. Daarom wordt deze vergoeding beschouwd als opbrengst voor de netbeheerder van de keten netverzwaring en deze van energieopslag.

^(b) Voorbeeldberekening: loodzuurbatterijen: 0,058 + 0,0279 - 0,0012 + 0,0506 = -0,02

Doorrekeningen van door IRENA (2017) voorspelde batterijprijzen in 2030 laten een positieve uitkomst zien voor alle batterijen met uitzondering van de hoge temperatuurbatterijen (laatste rij van tabel 4.4.1). Bij deze berekeningen zijn huidige prijzen van batterijen vervangen door de verwachte prijzen in 2030 bij overigens constant gehouden parameters. Dehghani-Sanij, Tharumalingam, Dusseault, & Fraser (2019) & Wang, Luo, Li, Wei, Li & Yang (2013) wijten de hogere kosten van redox-flowbatterijen aan het dure overgangsmetaal vanadium, dat in redox-flowtoepassingen is gebruikt. Verder zijn er hoge kosten voor de zware bijbehorende hardware en het membraansysteem dat over en weer verontreiniging van de vanadium elektrolyten door diffusie verhindert (IRENA, 2017). Hoge temperatuurbatterijen laten de hoogste kosten optekenen. Momenteel is nog steeds een thermaal controlesysteem nodig voor het op temperatuur houden van deze batterijen. Bij hoge temperaturen zijn natrium en polysulfaat, gebruikt in deze batterijen, uitermate corrosief. Ook het met molybdeen en chroom beklede staal om de batterij hiertegen te beschermen is duur (IRENA, 2017).

4.5. CO₂-bijdrage van batterijen

Voor het kwantificeren van CO₂-emissies/reducties is gebruik gemaakt van de publicatie "CO₂ Footprint and Life-Cycle Costs of Electrochemical Energy Storage for Stationary Grid Applications" van Baumann, Peters, Weil & Grunwald (2017). Daar zijn CO₂-emissies die gepaard gaan met de bouw en installatie

van de batterijen weergegeven in kg CO₂ per kWh capaciteit van het opslagsysteem aan de hand van levenscyclusanalyse-data.

De CO₂-impact van de keten, uitgedrukt in kg CO₂ per kWh geleverd aan de gebruiker, wordt gemeten als:

berekening 1: CO₂-emissies van bouw en over levensduur per kWh geleverd =

$$\frac{\text{CO}_2\text{-emissies (kg) bouw EOS per kWh EOS-capaciteit} * \text{capaciteit EOS (kWh)}}{\text{Levensduur (j)} * \text{efficiëntie EOS} * \text{efficiëntie netwerk} * \text{jaarlijks stroomoverschot (kWh/j)}}$$

berekening 2: CO₂ *reductie* door levering zonnestroom aan de eindgebruiker ter vervanging van de Nederlandse energiemix, per geleverde kWh stroomoverschot.

Als het overschot *niet* gebruikt wordt, dus als het *niet* wordt opgeslagen, moet dit vervangen worden door stroom geleverd door de Nederlandse energiemix, hetgeen dus gepaard gaat met een CO₂-emissie van 0,45 kg CO₂/kWh. Met andere woorden, uitgaande van een uitstoot van 0 voor de productie van zonnestroom (waarbij de bouw van het park buiten beschouwing wordt gelaten), levert iedere kWh zonnestroom die aan de eindgebruiker wordt geleverd dus 0,45 kg CO₂-besparing op.

CO₂-reductie in kg per geleverde kWh overschot = efficiëntie EOS * efficiëntie netwerk * 0,45 kg CO₂/kWh

Totale CO₂-reductie per kWh overschot in kg = [CO₂-emissies uit de bouw (berekening 1)] - [CO₂ reductie uit levering energie (berekening 2)]

De verschillende lithium-ionbatterijen hebben op basis van massa een vergelijkbare uitstoot van CO₂. Daarentegen hebben lithium-ionbatterijen niet dezelfde CO₂-emissie per kWh opslagcapaciteit doordat hun energiedichtheden verschillen (Baumann et al, 2017). Daarom zijn lithium-ion batterijen opgesplitst in 3 groepen bestaande uit:

- lithium-ijzerfosfaat
- lithium-titanaat
- LMO's, Li-NCM, Li-NCA (vergelijkbare emissies)

Wat CO₂-reductie per kWh elektriciteitsoverschot betreft (zie tabel 4.5.1) geven loodzuurbatterijen iets betere resultaten te zien dan lithium-ionbatterijen (LMO, Li-NCM & Li-NCA). De productie van materialen levert de grootste bijdrage aan CO₂-emissies. Ontginning, transport van erts en behandeling ervan zijn verantwoordelijk hiervoor. Ook hoge temperaturen nodig voor vervaardiging van elektrodes verhogen CO₂-emissies (Larcher & Tarascon, 2015). Meshram, Mishra, Abhilash & Sahu (2020) stellen dat CO₂-emissies van batterijen sterk kunnen dalen door hergebruik van materialen uit oude batterijen.

Redox-flowbatterijen laten het minst CO₂-reductie zien per kWh stroomoverschot omwille van hun lage energiedichtheid (Larcher & Tarascon, 2015). Load-shifting vergt een hogere capaciteit/vermogen ratio (C/P ratio, in deze casus 7), waardoor grotere tanks en hogere vanadium pentoxide (V₂O₅) behoeftes zijn voor het elektrolyt. Een lagere C/P-ratio zou resulteren in lagere CO₂-emissies. Voor redox-flow batterijen beschouwden Baumann et al. (2017) de winning van vanadium uit slakken van ijzerproductie. Dit proces vergt roosteren en elektronenstraal-smelten. Zij besluiten dat de hogere emissies van redox-flowbatterijen hierdoor veroorzaakt worden. Zij wijzen er ook op dat er andere methodes zijn om vanadium te verkrijgen. Het is een spoorelement in petroleumproducten en verbranding van fossiele brandstoffen is verantwoordelijk voor 40% van zijn winning (Rydh, 1999). Ook dit resulteert in hoge koolstofemissies tijdens productie.

Tabel 4.5.1:
Overzicht van CO₂-bijdrage van batterijsystemen

Soort batterij	Lithium-ijzerfosfaat (LFP)	Lithium-titanaat (LTO)	LMO, Li-NCM & Li-NCA	Hoge temperatuur batterij	Vanadium Redox-flow	Loodzuur (VRLA)
CO ₂ -emissies bouw batterij per kWh batterijcapaciteit in kg	158 (gemiddelde waarde van 148 en 168)	271	115 (gemiddelde waarde) ^(a)	116	183	51.6
CO ₂ -emissies bouw/ per kWh geleverd over de levensduur van de batterij	0.10	0.18	0.08	0.11	0.13	0.03
CO ₂ -reductie in kg per geleverde kWh overschot	0,43	0,43	0,43	0,40	0,37	0,40
Totale CO ₂ -reductie per kWh overschot in kg	0,43 - 0,10 = 0,32	0,43 - 0,18 = 0,25	0,43 - 0,08 = 0,35	0,40 - 0,08 = 0,32	0,37 - 0,13 = 0,24	0,40 - 0,03 = 0,37

^(a) De gemiddelde waarde berust op volgende waarden in kg CO₂/kWh capaciteit, gegeven door Baumann et al. (2017) : LMO's: 118,90; Li-NCM's: 108,30 en 115,98 en Li-NCA's: 115,74

4.6. Kwalitatieve beschouwing van milieudruk batterijen

Paragraaf 4.6.1 bespreekt milieu-impacts van winning van grondstoffen en productie van batterijen. Alhoewel er enige overlap is met paragraaf 4.6.1 wordt in paragraaf 4.6.2 ingegaan op het afvalstadium, recyclage en eventuele schaarse materialen.

4.6.1. Milieu-impacts: gezondheidsrisico's en ecotoxiciteit van batterijen

Gottesfeld (2019) en Peters, Baumann, Zimmermann, Braun & Weil (2017) merken op dat batterijen de vraag aanzwengelen naar toxische materialen zoals kobalt, koper, aluminium en nikkel voor lithium-ionbatterijen en lood voor loodzuurbatterijen. Ontginning gebeurt steeds meer in landen met een laag inkomen en weinig regelgeving met betrekking tot de publieke gezondheid en het milieu. Gottesfeld (2019) wijst op toenemende gezondheidsimpacts in aan mijnen en mijnafval grenzende gemeenschappen. Nikkel, koper, aluminium en kobalt worden ook vaak gewonnen in open-pitmijnbouw met het strippen van vegetatie, habitatverlies (Hammond & Hazeldine, 2015) en verontreiniging van zoetwater- en mariene ecosystemen in Canada, Rusland, Australië, Indonesië & Nieuw Caledonië tot gevolg (Institute for Sustainable Futures, 2019). Koper is bovendien moeilijk te vervangen in batterijtoepassingen. Het heeft een sterk biocidale werking bij uitloging (Larsson, Nosrati, Kaur, Wagner, Baus & Nydén, M., 2018) en veroorzaakt gastro-intestinale effecten bij inademing van mist of stof (Meshram, Mishra, Abhilash & Sahu, 2020).

Dehghani-Sanij et al. (2019) vestigen de aandacht op groeiende (grond)water-, bodem- en luchtverontreiniging in het afvalstadium ten gevolge van productie, mijnafval, storten, verbranden en zelfs recyclage van batterijen. Verbranding veroorzaakt emissies van zware metalen en dioxines en leidt zodoende tot luchtverontreiniging (Mohamad, Khawajaa, Alkhalidia & Mansour, 2019). Loodverontreiniging komt terecht in bodem en waterlopen en is eveneens een bron van luchtverontreiniging door fijnstof en dampen (Gottesfeld et al., 2018).

Hammond & Hazeldine (2015) bespreken de gezondheidsconsequenties van fijnstof (PM10), dat vrijkomt bij roosteren en smelten van ertsen. Inhalering van fijnstof kan longemfyseem, bronchitis, astma en hartziektes in de hand werken. Dezelfde onderzoekers belichten ook zure drainage. Op veel plaatsen sijpelt water uit verlaten mijnen of mijnafval. Als ertsen sulfiden herbergen kan water een extreem lage

pH en hoge concentraties van zware metalen bevatten. Kobalt-, nikkel- en koperontginning behoren, mede daardoor, tot de meest vervuulende ter wereld (ISF, 2019; Larsson, Nosrati, Kaur, Wagner, Baus & Nydén, 2018). Bij herhaaldelijke blootstelling kan nikkel long- en huidkanker veroorzaken (Meshram et al., 2020). In een biomonitoringstudie besluiten Banza et al. (2018) dat blootstelling aan stof bij kobaltontginning de voornaamste oorzaak is van oxidatieve stress en daaraan gerelateerde DNA-schade bij kinderen. Verder werden hoge gehalten van in de ertsen aanwezige mangaan, kobalt en uranium in de urine van deze kinderen aangetroffen.

Lithium bioaccumuleert niet gemakkelijk in de voedselketen en lithiumverbindingen lossen snel op in water. Alleen bij hoge niveaus in de bodem is lithium toxisch voor planten. Volgens Aral & Vecchio-Sadus (2008) is zijn humane-of ecotoxiciteit daarom laag. Wanneer zij zware metalen bevatten kunnen lithium-ionbatterijen indirect milieudruk veroorzaken, vooral als zij in grote hoeveelheden worden gestort.

Milieudruk kenmerkend voor hoge temperatuurbatterijen is gerelateerd aan nikkel in NaNiCl_2 -toepassingen. Andere in deze batterijen toegepaste materialen zijn relatief inert in het milieu (Kokkotis, Psomopoulos, Ioannidis & Kaminaris, 2017). Een risico is de benodigde temperatuur, zelfs als de batterij niet in gebruik is, voor het vloeibaar houden van zwavel. Wanneer de batterij afkoelt is laden en ontladen niet langer mogelijk. Ook bestaat het gevaar dat het keramiek van de elektrolyt barst. Dit kan resulteren in een hevige exothermische reactie tussen natrium en zwavel in de NaS-cel en zo brand veroorzaken (IRENA, 2017). Omdat deze reactie zich niet kan voordoen bij NaNiCl_2 -batterijen worden deze als veiliger beschouwd. Het omgaan met natrium geeft wel risico. Natrium kan reageren met water, wat waterstof en natriumhydroxide produceert. Dit laatste is giftig en kan ernstige chemische brandwonden veroorzaken (Kokkotis et al., 2017).

Niet alleen zware metalen maar ook corrosieve elektrolyten, zoals bijvoorbeeld zwavelzuur, vormen een humaan- en ecotoxicologisch risico (Dehghani-Sanij et al, 2019). Het opvangen en behandelen van dergelijke afvalstromen is noodzakelijk.

Informatie over milieu-impacts van vanadium redox flow batterijen is schaars in de geselecteerde literatuur of gedateerd. Kushnir (2015) stelt dat vanadium bij batterijgebruik geen noemenswaardige risico's geeft. Volgens IRENA (2017) dient men op te letten voor lekkage van opslagtanks waarin het vanadium is opgelost in zwavelzuur.

Peters et al. (2017) en Oliveira, Messagie, Rangaraju, Sanfelix, Rivas & Van Mierlo (2015) betogen dat milieu-impacts gepaard met grondstofwinning kan voorkómen worden door recyclen. Eveneens is verantwoorde sourcing nodig daar waar aan behoeftes niet kan worden voorzien middels recyclage. Desondanks kan ook recyclen leiden tot ernstige milieuverontreiniging en gezondheidsproblemen. Dit gaat vooral op voor landen met beperkte regelgeving en/of handhaving daarvan, gebrekkige infrastructuur en minder goede recyclagetechnologieën (Dehghani-Sanij et al., 2019).

4.6.2. Schaarse materialen

De voorziene vraag naar lithium, gebaseerd op een groeiende vloot elektrische wagens en stationaire toepassingen, kan leiden tot tekorten (Larcher & Tarascon, 2015; Wentker Greenwood, Asaba, & Leker, 2019; Kushnir, 2015). Daarom achten Dehghani-Sanij et al. (2019) dat recyclage van deze batterijen naar de toekomst toe vitaal is en rendabeler ten opzichte van mijnproductie. Bijvoorbeeld, om 1 ton lithium te verkrijgen dient 250 ton delfstoffen of 750 ton pekels te worden behandeld maar slechts 28 ton gebruikte batterijen (Larcher & Tarascon, 2015). Huidige recyclage van LIB's is echter beperkt tot 3% (Pellow, Hanjira, Mulvaney, Betita & Shaw, 2020). Volgens Gottesfeld (2019) zit het probleem in afwezigheid van technologieën om metalen terug te winnen in een vorm die het mogelijk maakt nieuwe batterijen te maken. Oliveira et al. (2015) benadrukken het belang van recyclage van autobatterijen, implementatie van ondersteunend beleid en reduceren van huidige hoge kosten gerelateerd aan recyclage van lithiumbatterijen.

Kobalt is een essentieel bestanddeel van verschillende LIB's. Volgens het Institute for Sustainable Futures (2019) overtreft de vraag naar kobalt de productie ervan tegen 2030. Wentker et al. (2019) en Meshram et al. (2020) zien wat kobalt betreft, ook een groter risico voor uitputting. Bovendien stellen

zij dat kobalt geografisch geconcentreerd is in onstabiele regio's waardoor de voorziening in het gedrang kan komen. Vooral Afrikaanse landen zijn belangrijke producenten van kobalt. Bij tekorten aan kobalt kunnen de meeste lithium-ionbatterijen niet worden geproduceerd ook al zijn er genoeg economisch winbare reserves van lithium, nikkel en koper. Kobalt is bovendien bijna uitsluitend een bijproduct van nikkel en koperontginning. Ertsen bevatten over het algemeen slechts 0.05%–0.4% kobalt. Dit betekent dat extractie van kobalt economisch afhankelijk is van ontginning van nikkel en koper (Wentker et al., 2019).

Loodzuurbatterijen worden het meeste gerecycleerd maar er zijn globaal gezien weinig bedrijven die emissies voldoende controleren en zorgen voor adequate bescherming voor arbeiders. Verontreiniging is wijdverbreid rond faciliteiten voor loodrecyclage in Afrika en Azië (Gottesfeld et al., 2018; Kokkotis et al., 2017).

Bij hoge temperatuurbatterijen kunnen alle componenten worden gerecycleerd. Nikkel, zouten en keramiek worden gebruikt in de productie van roestvrij staal (Longo et al., 2014). Ook deze onderzoekers stellen dat milieu-impacts hoofdzakelijk veroorzaakt worden door processen gerelateerd aan productie.

Een consensus bereikt in bestudeerde publicaties is dat verzameling, recyclage en instelling van een circulaire economie belangrijke strategieën zijn om aan de vraag naar primaire grondstoffen tegemoet te komen. Vooral batterijen, zoals de LCO's, NMC's en NCA's, waarin kobalt wordt verwerkt hebben het grootste bevoorradingsrisico. De Europese Unie is voor 100% afhankelijk van andere continenten wat betreft belangrijke grondstoffen voor batterijen. Dit benadrukt nogmaals het belang voor een robuust end-of-life beleid van alle batterijen (Kushnir, 2015).

4.7. Implementatietijd en batterijdimensionering

De belangrijkste factor bij het plaatsen van stationaire batterijen is de levertermijn. Die bepaalt in hoge mate de duur tussen bestelling en levering/installatie. Volgens Berben, F. (persoonlijke communicatie, 21 november 2019), sales manager van batterijproducent Hoppecke, bedraagt de levertermijn en installatie voor stationaire batterijen, afhankelijk van benodigde vergunningen en eventuele praktische vereisten, tussen de 3 en 6 maanden.

Voor een totale capaciteit van 32.000kWh zijn net geen 150 Tesla Powerpacks (hoogte: 2,1m) nodig die elk 16 individuele lithiumbatterijen met een bruikbare capaciteit van 13,5kWh bevatten. Geplaatst in 6 rijen met twee meter tussenruimte beslaat dit systeem ongeveer 100m² (Tesla, 2019). Gebruikt men stapelbare Absolyte loodzuurbatterijen (VRLA's) dan heeft men iets meer dan 7500 batterijen nodig. Deze kunnen in ongeveer 313 modules (hoogte: 2m) worden geplaatst met 24 batterijen van elk 4,26 kWh. Geplaatst in 6 rijen met twee meter tussenruimte beslaat dit systeem ongeveer 2.100m² (Solar Electric Supply, 2019). Volgens IRENA (2017) hebben lithium-ionbatterijen een grotere energiedichtheid dan loodzuurbatterijen. In de gegeven voorbeeldopstelling keert dit terug. De Tesla's hebben een energiedichtheid van 175Wh/kg, de Absolytes komen op 35,5 Wh/kg. Als gevolg hiervan zullen de loodzuurbatterijen een aanzienlijk grotere ruimte beslaan.

4.8. Kanttekeningen bij resultaten batterijen

De focus op "load shifting" zorgde voor een gericht vergelijken en selecteren van energieopslagsystemen voor het opvangen van stroomoverschotten van rurale zonneparken. Toch limiteert deze benadering de binnen deze casus verkregen resultaten zoals blijkt uit volgende paragrafen. Ze kunnen daarom niet zomaar worden gebruikt wanneer ook andere toepassingen van batterijen worden besproken.

4.8.1. Kosten

Een eerste mogelijk relevante tekortkoming in de berekeningswijze van kosten is het feit dat ontladdiepte en laag cyclusleven voor loodzuurbatterijen niet zijn meegenomen. Pena-Bello, Barbour, Gonzalez, Patel & Parra (2019); Baumann (2017); Wagner & Sauer (2001), Barelli et al. (2019) en Stenzel et al. (2014) bespreken het verband tussen het aantal cycli dat een loodzuurbatterij aankan als functie van ontladdiepte. Een hogere ontladdiepte heeft negatieve gevolgen voor de levensduur maar

dit is echter moeilijk te kwantificeren. Baumann (2017) bespreekt een nog steeds aanwezig gebrek aan kennis wat betreft de relatie tussen cycluseven, levensduur, onlaaddiepte en bijgevolg kosten. Layadi, Champenois, Mostefai & Abbes (2015), IRENA (2017) en ook Berben F. (persoonlijke communicatie, 14 januari 2020) geven een aangewezen diepte van ontlading voor loodzuurbatterijen van 50%. Barelli et al (2019) beperken deze zelfs tot maar 40%. Dit heeft repercussies voor de berekeningen van kosten en CO₂-reductie van loodzuurbatterijen. Baumann et al. (2017) stellen dat een grotere batterijcapaciteit diepe ontlading kan vermijden. Gebruikmakend van de aanbevolen ontladdingsdiepte van 50% van IRENA (2017) zijn berekeningen voor loodzuurbatterijen opnieuw uitgevoerd met een grotere batterijcapaciteit van 50% (48.000kWh). Dit resulteert in respectievelijk 0,01€/kWh voor kosten en 0,35kg CO₂-reductie per kWh stroomoverschot. Ook bij deze aanname laten loodzuurbatterijen de beste resultaten zien, zij het met nagenoeg geen marge tegenover de lithium-ionbatterijen. Belangrijk is een evenwicht te vinden tussen aanvankelijke investeringskosten en kosten voor vervanging van batterijen vóór de gestelde levensduur van 15 jaar. Daar zowel kosten als CO₂-emissies capaciteitsafhankelijk zijn zullen deze stijgen bij grotere batterijcapaciteit.

Een tweede kanttekening bij de kostenberekeningen is de grote spreiding van prijzen per kWh batterijcapaciteit. IRENA (2017) wijt dit aan het gebruik van de vele uiteenlopende bronnen in het rapport. Gegeven prijzen dienen daarom met voorzichtigheid te worden behandeld. Ook is er onzekerheid omtrent prijzenevoluties van batterijen. Baumann (2017) stelt dat economisch voordeel van op lithium gebaseerde stationaire toepassingen kan worden gerealiseerd door schaalvergroting van elektrische mobiliteit. Ook IRENA (2017) voorspelt batterijprijzen in 2030 die betere uitkomsten geven voor kostenberekeningen. Berben, F. (persoonlijke communicatie, 14 januari 2020) en Dehghani-Sanij et al. (2019) betwijfelen echter of productiekosten zullen dalen. Na analyse van publieke grondstoffenindices stellen laatstgenoemden dat door toenemende vraag de prijs van kobalt is verdrievoudigd en lithium verviervoudigd sinds 2015. Het is dus mogelijk dat verwachte prijsdalingen door schaalvoordelen te niet gedaan worden door hogere grondstofprijzen.

Daartegenover richt deze deelstudie zich enkel op het opvangen van stroomoverschotten. Er is dus sprake van een "single business case" wat de verdien capaciteit van batterijsystemen onderschat. Zo is het interessant te kijken in hoeverre een batterij aanvullende meerwaarde heeft in perioden dat zij onderbenut wordt. Meerdere toepassingen van batterijsystemen, zoals het verzorgen van spanningskwaliteit, frequentiebalancing, noodvermogen en ramp rate controle kunnen de business case gunstig beïnvloeden. Dit verhoogt tevens opportuniteiten voor batterijen die een hoog aantal cycli aankunnen, zoals LTO's en redox-flowbatterijen. TenneT (2019c) bijvoorbeeld, onderzoekt het inzetten van gedecentraliseerde batterijen uit elektrische auto's op de balanceringsmarkt. Zodoende vergroot het aantal spelers op die markt waardoor er betere prijsvorming tot stand komt (Terbijhe, Verbruggen, de Veth & Pukala, 2012). Dit kan resulteren in minder afhankelijkheid van conventionele centrales voor het bieden van leveringszekerheid. Ook Verzijlbergh, de Vries & Herder (2015) bevelen aan om in te zetten op kostenreductie en systeemintegratie waarbij dezelfde opslagmethode meerdere functies kan vervullen.

Beleid en regelgeving kunnen eveneens kosten drukken. Een met SDE+ vergelijkbare subsidie bijvoorbeeld zou batterijsystemen financieel toegankelijker kunnen maken en wordt reeds toegepast in de Verenigde Staten (Pellow, Hanjiri, Mulvaney, Betita & Shaw, 2020).

4.8.2. CO₂-reductie en milieu-impacts

Loodzuurbatterijen tonen in deze casus de beste resultaten maar na het verhogen van de batterijcapaciteit ter compensatie van de geringe onlaaddiepte zijn CO₂-reducties niet beter dan deze van lithium-ionbatterijen (LMO, Li-NCM & Li-NCA).

Het uitdrukken van levensduur in cycli en niet in jaren kan resultaten beïnvloeden. Divya & Østergaard (2009), Yang (2017), IRENA (2017) en Jiang, Sun, Wei, Wu, Shyy & Zhao (2020) benadrukken het hoge aantal cycli (+10.000) dat redox-flowbatterijen aankunnen. Indien zij kunnen ingezet worden voor niet alleen het opvangen van stroomoverschotten, maar ook voor vermogenstoepassingen waar een hoog aantal cycli en een hoge P/C-ratio is vereist, kunnen CO₂-emissies ten opzichte van andere batterijen

verlagen (Baumann et al, 2017). Dit is het geval bij het leveren van regel-, reserve- en noodvermogen of het reguleren van de output van hernieuwbare energiebronnen (Electric Power Research Institute, 2007). Het hoge aantal cycli verhoogt de levensduur in relatie tot andere batterijen terwijl voor hogere P/E-ratio's minder grote en CO₂-intensieve vanadium pentoxide bevattende tanks nodig zijn. Bovendien verslijt het vanadium elektrolyt niet en kan het gemakkelijk worden gerecycleerd of hergebruikt in vergelijkbare toepassingen (Kushnir, 2015; Electric Power Research Institute, 2007; Rydh, 1999).

Een laatste opmerking is dat de Nederlandse energiemix is gebruikt voor het berekenen van de CO₂-reductie in kg per geleverde kWh stroomoverschot. In 2017 had de Nederlandse energiemix een CO₂-emissiefactor van 0,45 kg per kWh (CBS, 2019). Wanneer in plaats daarvan de Belgische of Franse energiemix wordt gebruikt, waar de emissiefactoren van elektriciteitsproductie op 25 december 2019 respectievelijk 0,157kg CO₂eq per kWh en 0,038 kg CO₂eq per kWh zijn (Electricitymaps, 2019), worden andere resultaten bereikt bij een anders dezelfde input van casusgegevens. Duidelijk is dat resultaten afhangen van de gebruikte emissiefactor. Bij afnemende emissiefactor zal de reductie in kg per geleverde kWh stroomoverschot ook *afnemen*. Wanneer de uitstoot van CO₂ gerelateerd aan productie van de batterij verdisconteerd wordt levert dit bij gebruik van de Franse energiemix een totale CO₂-uitstoot per kWh stroomoverschot op voor alle batterijen. Het opvangen van stroomoverschotten door middel van batterijen zal bij verdere vergroening van de elektriciteitsvoorziening, en gelijkblijvende CO₂-emissies van de bouw van batterijen over hun levensduur per kWh geleverd, dus een keerpunt kennen waar het opslaan en later leveren van stroomoverschotten niet een reductie maar emissie per kWh geleverde stroom geeft.

4.9. Conclusies energieopslagsystemen

Gelet de behandelde criteria laten loodzuurbatterijen de beste resultaten voor kosten en CO₂-reducties zien. Het verschil is echter klein met lithium-ionbatterijen, zeker wanneer ontlaadiepte en aantal haalbare cycli in acht worden genomen. Toch kunnen er bij deze resultaten enkele kanttekeningen geplaatst worden. Er is in de literatuur een brede spreiding in batterijprijzen. Dit zorgt voor een onzekerheidsmarge wat het nemen van investeringsbeslissingen kan bemoeilijken. Ook hangen de bekomen CO₂-reducties samen met de gebruikte Nederlandse energiemix waardoor zij hoger uitvallen dan in landen met een lagere emissiefactor. Daarnaast kunnen batterijen voor meerdere toepassingen worden ingezet dan enkel het opvangen van stroomoverschotten, dit eventueel in samenhang met andere opslagsystemen. Dit kan kostenverhoudingen en resultaten van CO₂-reducties gunstig beïnvloeden. De rol die batterijen kunnen spelen binnen een duurzame elektriciteitsvoorziening wordt eveneens beïnvloed door het vigerende marktmodel en de kosten en baten ervan in vergelijking met andere, voor de bestudeerde toepassingen inzetbare, middelen. Batterijen kunnen meer hernieuwbare energie op het elektriciteitsnetwerk invoegen maar de winning van materialen voor hun productie zorgt voor een niet geringe milieudruk. De literatuur identificeert afval, CO₂-uitstoot van batterijproductie en een groeiende vraag als cruciale uitdagingen. Verzameling, recyclage en instelling van een circulaire economie zijn belangrijke strategieën om CO₂-emissies van ontginning en productie te verlagen. Dit kan eveneens impact op het milieu door storten en ontginning van primaire grondstoffen voorkómen. Bovendien is het overzien van grondstofreserves belangrijk. Batterijen kunnen hoogwaardig presteren maar een beleid, gericht op opslag, kan uiteindelijk toch falen als er een gebrekkige of milieubelastende bevoorrading is van essentiële componenten. Veel materialen nodig voor batterijproductie worden gewonnen, verwerkt en gerecycleerd in landen met lage inkomens waar weinig regelgeving de publieke gezondheid en het milieu beschermt. Betere infrastructuur, het opzetten van adequate regelgeving aangaande productie- en recyclageprocessen, en toezicht op de naleving ervan kan het duurzame potentieel van batterijen voor stationaire toepassingen vergroten.

5. Conversie van zonne-energie naar waterstof

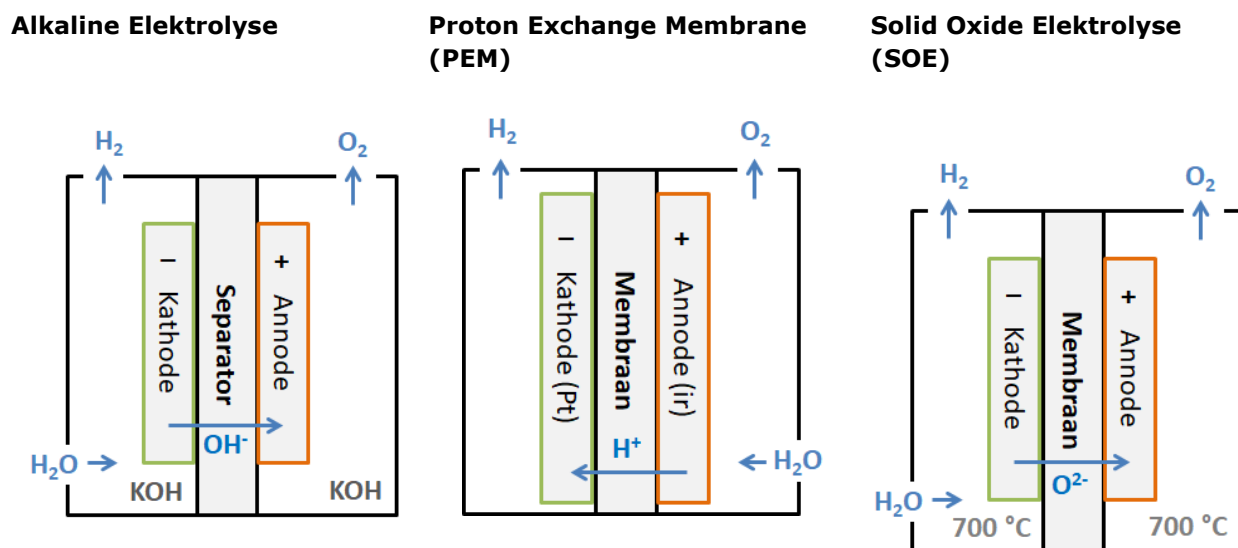
Met water-elektrolyse kan stroom worden omgezet in waterstof (H_2) die kan worden gebruikt als brandstof in vervoer, voor elektriciteitsproductie of in industriële processen (zie voor een overzicht o.a. Chardonnet, Giordano, De Vos, Bart & De Lacroix, 2017; Detz, et al., 2019; Maggio, Nicita & Squadrito, 2019).

De kosten hangen met name af van de investeringen in de elektrolyser en kosten voor bedrijfsvoering, inclusief stroomgebruik. Hier tegenover staan de opbrengsten uit verkoop van de waterstof. De CO_2 -emissies hangen af van CO_2 uit gebruik van materialen voor de bouw van de installatie min de CO_2 -besparing die gerealiseerd kan worden met de geproduceerde waterstof, bijvoorbeeld door vervanging van fossiele brandstoffen in bussen.

Om te totale kosten, CO_2 besparing, en implementatietijd in kaart te brengen is een analyse gedaan van verschillende productietechnieken en toepassingen. Op basis hiervan zijn een aantal opstellingen doorgerkend. Voor de optimale opstelling is vervolgens gekeken naar andere milieu-impacts en eventuele maatschappelijke overwegingen.

5.1. Waterstofproductie

Bij waterelektrolyse wordt water (H_2O) met behulp van elektriciteit gesplitst in zuurstof (O_2) en waterstof (H_2). Dit gebeurt in een elektrolyser met een membraan of separator dat H^+ , O_2^- , of OH^- doorlaat (figuur 2.1). Er zijn op dit moment drie bewezen technieken voor elektrolyse van water op schaal: alkaline elektrolyse (AE), proton exchange membrane (PEM) en solid oxide elektrolyse (SOE) (Buttler & Spliethoff, 2018; Holstein, Gerwen, Douma, Delft & Šarić, 2018).



Figuur 5.1.1: Elektrolyse technieken. Op basis van Chardonnet et al. (2017) en Carmo, Fritz, Mergel & Stolten (2013).

SOE maakt gebruik van zeer hoge druk en temperaturen van boven de 700 graden Celsius en lijkt nog ongeschikt voor commercieel gebruik door de hiermee gemoeide veiligheidsoverwegingen en complexiteit alsmede de nog relatief korte levensduur van de technologie (Buttler & Spliethoff, 2018). Alkaline en PEM worden al wel commercieel toegepast en voor beide technieken is een analyse gedaan van de kosten en belangrijkste technische kenmerken.

5.1.1. Technische kenmerken

Een waterelektrolyse-fabriek bestaat uit een transformator en gelijkstroomrichter voor de stroomtoevoer, een systeem voor reiniging van de waterstof en verwijdering van restgassen, een compressor, een opslagtank en de elektrolyzers (Holstein et al., 2018).

Alkaline elektrolyse geschiedt op basis van twee elektrodes van nikkel, koper of ijzer in een oplossing van 25-30% kaliumhydroxide (KOH) of een andere alkaline oplossing (David, Ocampo-Martínez, & Sánchez-Peña, 2019). Elektrolyse op basis van een *proton exchange membrane* (PEM) maakt gebruik van een platina kathode en een anode van iridium, gescheiden door een polymeer membraan dat wel protonen (H⁺) maar geen zuurstof of andere gassen doorlaat (zie figuur 5.1.1) (Carmo et al., 2013). In tegenstelling tot alkaline wordt PEM nog weinig ingezet op commerciële schaal en de techniek is nog volop in ontwikkeling.

Voor alkaline membranen wordt uit veiligheidsoverwegingen een minimale belasting van 15-25% aangeraden, omdat anders waterstof door het membraan naar de zuurstof toeloopt, wat een potentieel explosieve mix geeft (Buttler & Spliethoff, 2018; Holstein et al., 2018). Dit maakt alkaline systemen in de regel minder geschikt om fluctuaties in stroom uit hernieuwbare bronnen op te vangen (Holstein et al., 2019). PEM elektrolyzers kunnen variabel gebruikt worden, met een belasting van 0-100%. Daarnaast bevindt zich in een PEM-elektrolyser alleen water en geen alkaline oplossing wat de bedrijfsvoering vereenvoudigt (Carmo et al., 2013; Holstein et al., 2019). Het nadeel van PEM is dat de kosten van elektrolyzers relatief hoog zijn in vergelijking tot alkaline, door hogere kosten van het polymeer membraan en platina en iridium voor elektroden (David, Ocampo-Martínez, & Sánchez-Peña, 2019).

De levensduur van de elektrolyzers is circa 80.000 draaiuren, of maximaal 10 jaar. Voor de rest van de installatie wordt gerekend met een levensduur van 20 jaar (Buttler & Spliethoff, 2018; Chardonnet et al., 2017).

5.1.2. Energie-efficiëntie en kosten

Voor het energieverbruik en kosten van de installaties is o.a. gekeken naar studies van Buttler & Spliethoff (2018), Holstein et al. (2019), Proost (2018) en David et al. (2019). Hierbij is rekening gehouden met een verwachte verdere toename van de efficiëntie van de techniek en schaalvoordelen voor grotere installaties waarbij compressoren en andere randapparatuur efficiënter gebruikt kunnen worden.

Door degradatie neemt de efficiëntie van elektrolyzers in de praktijk per jaar gemiddeld met 0,78% af (David et al., 2019). Hier staat tegenover dat de elektrolyzers in deze casus nauwelijks op 100% belast worden, wat de efficiëntie weer ten goede komt (Holstein et al., 2018). Deze effecten zijn daarom bij de onderhavige studie buiten beschouwing gelaten.

5.1.3. Implementatietijd

Voor de implementatietijd is gekeken naar plannen van Gasunie en Nouryon. Gasunie gaf in directe correspondentie aan dat de bouw van 1 MW elektrolyse op een industrieterrein circa 2,5 jaar in beslag neemt (tabel 5.1.1). Voor wijzigingen in de omgevingsvergunning in een landelijk gebied komt hier nog circa 8 maanden bij (persoonlijke correspondentie met Marc Bekhof, Project Engineer Gasunie, 25 november 2019). Op basis van inzage in de projectplannen van Nouryon voor een geplande 20 MW elektrolyser in Delfzijl wordt circa 5 jaar voor de implementatie van een grootschalige elektrolyser gerekend (persoonlijke communicatie met Joost Sandberg, Business Development Manager Nouryon, 1 december 2019).

5.1.4. CO₂ uit gebruik materialen

Voor het vaststellen van CO₂-emissies is een berekening gemaakt op basis van de hoeveelheid bouwmaterialen die worden gebruikt voor een PEM-elektrolyse installatie, zoals weergegeven in Bareiß et al. (2019). Met behulp van de Inventory Carbon & Energy database is de CO₂-emissie uit deze materialen berekend. Op basis van de levensduur van de verschillende materialen bedraagt deze 2.537

kg CO₂ per jaar. Afhankelijk van de exacte opstelling van de elektrolyser op basis van zonne-energie komt dit neer op circa 100 tot 200 gram CO₂ per geproduceerde kilo waterstof uit zon. Dit komt overeen met schattingen van Spath & Mann (2004) en Bhandari, Trudewind, & Zapp (2014) voor waterstofproductie op basis van windenergie.

Tabel 5.1.1:

Karakteristieken van alkaline en PEM technologie voor elektrolyse van water

	Alkaline >2 MW	Alkaline >100 MW	PEM >2 MW	PEM >50MW
Kosten installatie	€800/kW	€550/kW	€1000/kW	€700/kW
Waarvan elektrolyser (35%)	Circa €280/kW	Circa €193/kW	Circa €350/kW	Circa €245/kW
Installatiekosten	30% van CAPEX	20% van CAPEX	30% van CAPEX	20% van CAPEX
Levensduur elektrolyser	80.000 draaiuren / 10 jaar		80.000 draaiuren / 10 jaar	
OPEX (excl. stroom)	3% van CAPEX	2% van CAPEX	2% van CAPEX	2% van CAPEX
Energieverbruik hele installatie	5,5 kWh / Nm ³ H ₂	5,0 kWh / Nm ³ H ₂	5,5 kWh / Nm ³ H ₂	5,25 kWh / Nm ³ H ₂
Variabele belasting	15-100%		0 - 100%	
Implementatietijd	(geen data)	Circa 5 jaar	Circa 3 jaar	Circa 5 jaar
CO₂ uit materialen	2.537 kg per jaar per MW (circa 100 – 200 gram per kg waterstof)			

Bronnen: Energieverbruik en belasting uit Buttler & Spliethoff (2018), kosten uit o.a. Buttler & Spliethoff (2018), Holstein et al. (2019), en Proost (2018). CO₂ uit Bareiß et al. (2019) en Jones (2019). Implementatietijd op basis van persoonlijke correspondentie met Gasunie en Nouryon (2019).

5.2. Toepassingen van waterstof

Waterstof wordt nu voornamelijk gebruikt voor productie van ammoniak voor kunstmest (Detz et al., 2019). De waterstof hiervoor komt vrijwel exclusief uit aardgas (Maggio, Nicita & Squadrito, 2019). Watelektrolyse op basis van groene stroom biedt nieuwe mogelijkheden voor verduurzaming van toepassingen waar waterstof eerder niet aantrekkelijk was zoals CO₂-arm transport en nieuwe vormen van circulaire chemie. Ook kan waterstof worden gebruikt als opslagmiddel voor stroom (Chardonnet et al., 2017; Detz et al., 2019; Gigler & Weeda, 2018).

5.2.1. Vervoer

Waterstof kan gebruikt worden voor voertuigen met een brandstofcel, waarbij in vergelijking tot batterijen langere afstanden afgelegd kunnen worden. Dit maakt het bij uitstek geschikt voor bijvoorbeeld bussen of vrachtwagens (Chardonnet et al., 2017; Gigler & Weeda, 2018).

Rondom Oosterwolde worden op dit moment twee waterstofstations ontwikkeld: door Green Planet in Pesse op 35 km afstand en door Holthausen in Assen, op 30 km afstand (Op Weg Met Waterstof, z.d.). Beide stations zijn bedoeld voor publiek gebruik, inclusief personenauto's, bussen en ander vervoer.

Bij gebruik van waterstof in mobiliteit wordt een CO₂-besparing gerealiseerd door vervanging van fossiele brandstoffen. Op basis van de huidige gemiddelde uitstoot van personenauto's en bussen in Nederland en het verbruik van waterstof bedraagt de CO₂ besparing circa 10,9 kg CO₂ per kg waterstof voor personenauto's en 14 kg CO₂ per kg indien de waterstof wordt ingezet voor bussen in openbaar vervoer (Compendium voor de Leefomgeving, 2019; Winkless, 2016; Skiker & Dolmann 2017; Otten, Hoen & Boer, 2015).

Prijzen voor waterstof in mobiliteit liggen tussen de 6 en 12 euro aan de pomp (Chardonnet et al., 2017). De 'groothandelsprijs' voor levering van waterstof aan de pomp is circa 5 euro voor gebruik in bussen en 6-7 euro voor gebruik voor kleine industriële voertuigen zoals vorkheftrucks (Chardonnet et al., 2017; Van der Veen, van den Noort & Kranenburg-Bruinsma, 2018).

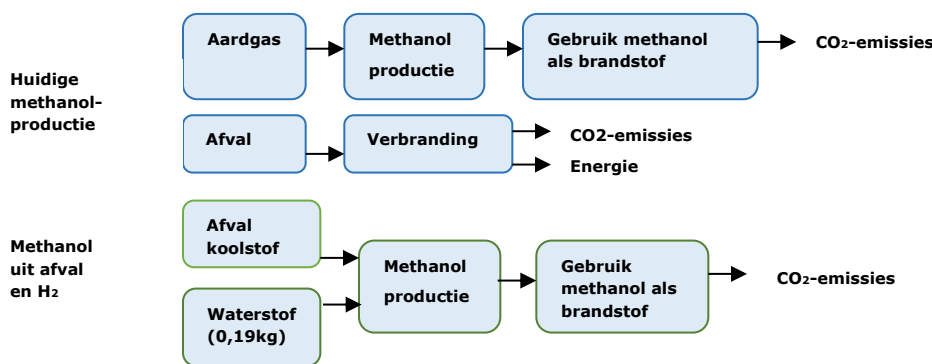
Voor het gebruik van waterstof in mobiliteit moet deze eerst worden vervoerd van Oosterwolde naar een tankstation over een gemiddelde afstand van 30 km. Hiervoor wordt 77 cent per kg waterstof gerekend (op basis van Van Kranenburg et al., 2018). De aanname is dat de vrachtwagens op waterstof rijden en geen CO₂-emissies veroorzaken (de kosten hiervoor zijn onderdeel van de variabele transportkosten).

5.2.2. Industrie

Naast toepassingen in vervoer kan waterstof uit hernieuwbare bronnen worden ingezet voor de verduurzaming van de staal- en chemische industrie. Bij staalproductie komen emissies vrij door reductie van ijzererts tot staal met behulp van steenkolen, die kunnen worden voorkomen door het erts(FeO) met waterstof om te zetten in Fe en H₂O (Fischedick, Marzinkowski, Winzer & Weigel, 2014). Ook kan waterstof gebruikt worden voor nieuwe vormen van circulaire chemie, waarmee koolstof uit staalproductie of afval wordt gecombineerd met waterstof voor productie van methanol (Gigler & Weeda, 2018).

De CO₂-besparing bij industriële toepassingen hangt af van het exacte gebruik van waterstof. De meest eenvoudige benadering is het één-op-één vervangen van 'grijze' waterstof uit aardgas, met 'groene' waterstof uit duurzame stroom in bestaande toepassingen. Voor grijze waterstof rekent de EU een uitstoot van 8,85 kg CO₂ per kg voor het alloceren van emissierechten (Europese Commissie, 2011).

De besparingen uit waterstof bij de productie van methanol uit afval zijn minder eenduidig. Hierbij worden emissies bespaard door het gebruik van CO₂ als grondstof én door het vervangen van methanol uit fossiele brandstoffen. Tegelijkertijd wordt de methanol vaak gebruikt als brandstof waarbij een deel van de CO₂ weer vrijkomt. Ook dient men rekening te houden met de efficiëntie van productieprocessen en eventueel verlies van energieproductie uit afvalverbranding (zie figuur 5.2.1)



Figuur 5.2.1 Methanolproductie uit aardgas en uit afval

Volgens een life cycle analyse van TU Delft voor een geplande Waste-to-Chemicals fabriek in Rotterdam bedraagt de totale besparing 1,416 kg CO₂ per kg duurzaam geproduceerde methanol (Bergsma, Broeren & Lindgreen, 2018). Hiervoor wordt 0,19 kg waterstof gebruikt, wat neerkomt op een besparing van 7,45 kg CO₂ per gebruikte kg waterstof (dit is exclusief emissies uit de productie van de waterstof).

Voor gebruik van waterstof bij staalproductie zijn geen berekeningen gevonden, maar hierbij geldt grotendeels hetzelfde proces als gegeven in figuur 5.2.1, waarbij de koolstof uit staalproductie komt in plaats van afval.

Voor verkoop van waterstof aan industrie wordt gerekend met een gemiddelde prijs van 2,9 euro (Chardonnet et al., 2017). Dit kan verder oplopen bij een hogere CO₂-prijs. Op basis van de lagere prijs en grote volumes geniet vervoer per pijpleiding de voorkeur boven vrachtwagens. Hierbij wordt uitgegaan van gemiddelde transportkosten van 238,000 euro per jaar voor vervoer van waterstof door een nieuw aan te leggen pijpleiding van Oosterwolde naar de Eemshaven (Van der Veen et al, 2018). Hierbij wordt rekening gehouden met een implementatietijd van ten minste 6 jaar, op basis van eerdere ervaring met aanleg van de 90 km lange gasleiding tussen Beverwijk en Wijngaarden door Gasunie (Gasunie, z.d.; Ministerie van Infrastructuur en Milieu, 2010).

5.2.3. Energieopslag

Waterstof kan ook gebruikt worden als opslagmiddel, waarbij waterstof wordt geproduceerd bij stroomoverschotten en hieruit weer stroom wordt gemaakt met stationaire brandstofcellen bij een tekort (Staffell et al., 2019). Indien deze stroom wordt gebruikt ter vervanging van grijze stroom geeft dit een besparing van 0,45 kg CO₂ per kWh (CBS, 2019).

Het grootste nadeel van het gebruik van brandstofcellen is de relatief lage energie-efficiëntie. Schattingen van de energie-efficiëntie van de omzetting van waterstof naar elektriciteit (dus exclusief warmte) lopen uiteen van circa 35-60% (Staffell et al., 2019; Wilberforce et al, 2016). Bij het produceren van waterstof uit stroom gaat ook energie verloren en verliezen in het hele systeem zijn daardoor aanzienlijk (Ludwig et al., 2015; Nafchi et al., 2018, Staffell et al., 2019). Uitgaande van een energiegebruik van 5,25 kWh per Nm³ en een energiedichtheid van 33,33 kWh/kg waterstof (Zittel, Wurster & Bolkow, 1996) is de efficiëntie van productie circa 57%.¹ Bij een rendement van de fuel cell van 60% is de totale energie-efficiëntie van het systeem circa 34%.

Schattingen voor de kosten van brandstofcellen zijn de afgelopen jaren snel gedaald door het toenemende productievolume voor met name de automarkt. In een gedetailleerde analyse van alle materiaalkosten voor het US Department of Energy uit 2016 wordt gesteld dat zelfs kosten van 124 euro per kWh haalbaar zijn (Battelle Memorial Institute, 2016).² De geschatte levensduur van brandstofcellen bedraagt circa 60.000 uur (Ludwig et al., 2015). De bruto-opbrengsten komen voort uit de verkoop van stroom bij tekorten wanneer de prijs circa 6 cent is. De inkoopprijs van stroom bij overschotten op de markt is circa 3 cent (De Wit, 2020).

5.2.4. Overzicht van toepassingen van waterstof

Waterstof uit hernieuwbare bronnen leent zich voor een breed aantal toepassingen (tabel 5.2.1). Gebruik van brandstofcellen geeft relatief lage opbrengsten en CO₂-besparing omdat door de lage efficiëntie veel energie verloren gaat. Inzet van waterstof in mobiliteit geeft de hoogste opbrengsten én de hoogste bruto CO₂-besparing van 14 kg per geleverde kg waterstof.

¹ Dit gaat uit van de netto verbrandingswaarde, of 'energetische onderwaarde'. Dit is de energetische waarde min de energie die verloren gaat bij verbranding door condensatie van waterdamp. Bij waterstof is de bruto verbrandingswaarde 39 kWh/kg en de netto waarde 33,33 kWh/kg. Zie voor een overzicht met bronnen ook The Physics Factbook (Fung, 2005).

² kWh (Kilowatt elektrisch vermogen) duidt op het productievermogen van de fuel cell, niet te verwarren met de *aangesloten* capaciteit of het input-vermogen.

Tabel 5.2.1:
Overzicht van toepassingen van waterstof

	Mobiliteit (ov bussen)	Industrie (Staalindustrie, chemie)	Tijdelijke energieopslag (stationaire brandstofcellen)
Potentiële vraag	Circa 3.000 ton per jaar binnen een straal van 30 km	∞	∞
Opbrengsten	5 euro per kg H ₂	2,9 euro per kg H ₂	Circa 6 cent per kWh (piektarief voor stroom)
Extra kosten	Transport: 0,77 euro per kg (over een afstand van 30 km)	Transportleiding: 238,000 euro p/j	Brandstofcellen: 124 euro per kWe
Bruto CO₂ besparing (excl. CO ₂ uit productie waterstof)	14 kg CO ₂ per geleverde kg H ₂	8,85 kg CO ₂ per geleverde kg H ₂ (vervanging grijze waterstof)	0,45 kg CO ₂ per geproduceerde kWh (of 3 kg CO ₂ per kg gebruikte waterstof)

Bronnen: Battelle Memorial Institute, 2016; Chardonnet, et al., 2017; Detz et al., 2019; Gigler & Weeda, 2018; Maggio, Nicita & Squadrito, 2019; Staffel et al., 2019; Wilberforce et al, 2016.

5.3. Criteria-analyse waterstof uit zonne-energie

Op basis van de verschillende technieken en toepassingen zijn zes verschillende opstellingen doorgerekend die verschillen op de volgende punten:

- **Opwekking bij park of bij onderstation**

Waterstofelektrolyse kan direct bij het zonnepark of bij het onderstation worden ingezet. Een decentrale oplossing voorkomt investeringen van circa 1 miljoen euro per park voor de aanleg van extra kabels naar het onderstation. Hier staat tegenover dat zich geen schaalvoordelen voordoen. Voor een decentrale oplossing is alleen gekeken naar PEM elektrolyzers. Alkaline is niet geschikt voor gebruik bij een individueel zonnepark vanwege de hogere complexiteit door gebruik van kaliumhydroxide en omdat de minimale variabele belasting van 15% niet kan worden gegarandeerd bij het zonnepark.

- **Stroommix**

Voor een centrale oplossing bij het onderstation is naast PEM ook gekeken naar alkaline technologie, waarbij deels grijze stroom wordt ingezet om de alkaline installatie op minimaal 15% van de capaciteit te laten draaien. Het overschot aan stroom wordt ingekocht voor 3 cent. De rest van de stroom uit het park en de grijze stroom wordt ingekocht voor 6 cent per kWh. Voor het gebruik hiervan is rekening gehouden met een CO₂-uitstoot van gemiddeld 0,45 kg CO₂ per kWh (CBS, 2019).

- **Toepassingen: vervoer, industrie of opslag**

Op basis van de hoge netto marginale opbrengsten en CO₂-besparing zijn alle configuraties in eerste instantie doorgerekend voor gebruik van de waterstof in vervoer. Voor een centrale opstelling is ook gekeken naar verkoop aan industrie. Voor gebruik van brandstofcellen is alleen gekeken naar een centrale PEM-opstelling. Gebruik van grijze stroom bij alkaline maakt opslag in brandstofcellen niet logisch.

5.3.1. Resultaten en selectie optimale opstelling

Tabel 5.3.1 geeft een overzicht van de resultaten, waarbij zowel kosten als CO₂-besparingen zijn weergegeven *per kWh overschot* om een goede vergelijking te kunnen maken met netverzwaring als alternatief om deze stroom op te vangen.

Alle configuraties hebben hogere kosten dan opbrengsten en de business case voor een waterelektrolyser om zonnestroom op te vangen is negatief. De CO₂-besparingen varieerden tussen -0,84 kg en 0,24 kg per kWh overschot. De verschillen worden met name veroorzaakt door gebruik van grijze stroom voor de alkaline elektrolyser en door het verschil in CO₂-besparing in het gebruik voor vervoer of industrie.

Van alle opstellingen gaf gebruik van een PEM-elektrolyser die waterstof produceert voor vervoer de hoogste CO₂-besparing en relatief lage kosten. Omdat alleen een overschot aan elektriciteit gebruikt wordt is de stroom relatief goedkoop waardoor de marginale opbrengsten helpen om een deel van de investering terug te verdienen.

De kosten van een Alkaline elektrolyser voor gebruik in vervoer geeft lagere kosten, maar hiervoor is de CO₂-impact negatief door gebruik van grijze stroom.

Gebruik van **PEM-elektrolyser direct bij het zonnepark** heeft een kortere implementatietijd maar scoort op zowel kosten als CO₂-besparing slechter dan gebruik van PEM bij het onderstation omdat de schaalvoordelen groter zijn dan de kosten voor aanleg van een kabel naar het onderstation.

Ook gebruik van een **brandstofcel** is ongunstig door de lage efficiëntie. De marginale opbrengsten worden positief indien de stroom voor meer dan 9 cent verkocht kan worden, maar om ook de CAPEX investering terug te verdienen zou de stroomprijs boven de 39 cent moeten komen, wat niet realistisch is.

Tabel 5.3.1:
Vergelijking van waterstof-elektrolyse configuraties voor het opvangen van zonnestroom

	PEM 4,6 MW	PEM 80 MW	Alkaline 122 MW ₂	PEM 80 MW	Alkaline 122 MW ₂	PEM 80 MW
Toepassing	Vervoer	Vervoer	Vervoer	Industrie	Industrie	Fuel cell
Energie-efficiëntie	54,5%	57,1%	59,9%	57,1%	59,9%	38%
Netto kosten per kWh overschot ₁	€ 0,08	€ 0,05	€ 0,01	€ 0,08	€ 0,12	€ 0,11
Waarvan:						
CAPEX + OPEX per kWh (excl. stroomkosten)	€0,12	€0,09	€0,11	€0,09	€0,11	€0,10
Marginale opbrengsten per kWh (incl. stroom en transport, excl. CAPEX)	€0,04	€0,04	€0,10	€0,02	€ -0,01	€ -0,01
CO ₂ -besparing per kWh overschot ₁	0,23 kg	0,24 kg	-0,43 kg	0,15 kg	-0,84 kg	0,15 kg
Implementatietijd	3 jr	5 jr	5 jr	>6 jr	>6 jr	5 jr

1. Berekeningen zijn weergegeven per kWh overschot, dat niet door het bestaande netwerk en vraag kan worden opgenomen.

2. Voor alkaline wordt alle zonnestroom gebruik in combinatie met grijze stroom om de minimale belasting te garanderen. De capaciteit is daarom 122 MW voor alkaline en 80 MW voor PEM.

Volledige resultaten en berekeningen beschikbaar in bijlage G. Digitaal bestand met bronnen en uitleg [hier](#).

5.3.2. Gevoeligheidsanalyse

De resultaten uit paragraaf 5.3.1 berusten op een aantal aannames. Om de robuustheid van de berekeningen te toetsen en tevens te kijken naar mogelijkheden voor verdere optimalisatie is voor de opstelling van 80 MW aan PEM-elektrolyse een gevoeligheidsanalyse gedaan, waarbij is gekeken naar de volgende effecten:

- **Belasting elektrolyser: 3%, 17% en 50%**
Op basis van het verwachte overschot aan zonne-energie is de belasting van de elektrolyser circa 9%. Bij minder zonnige jaren is het denkbaar dat het stroomoverschot slechts 3% van het totale vermogen zou bedragen (gebaseerd op een stroomproductie van 850 MWh per MW). Aan de andere kant kan dit worden verhoogd wanneer het zonnepark in een zonniger klimaat staat of de zonnepanelen een hoger rendement halen. Ook kan naast zon stroom uit wind en andere duurzame bronnen gebruikt worden. De berekeningen zijn daarom getest voor een belasting die lager ligt (3%), of juist 2 tot 6 keer zo hoog (tot 50% belasting).
- **Efficiëntie: +30% / -10%**
Gebaseerd op de hoogste en laagste efficiëntie die in de literatuur werd gevonden voor PEM elektrolyzers, met een stroomverbruik van respectievelijk 3,7 en 5,8 kWh per Nm³ (Buttler & Spliethoff, 2018).
- **Stroomprijs: -50% / +100% (1,5 of 6 cent)**
Bij toenemende hoeveelheden stroom uit wind en zon kunnen de prijzen tijdens piek-productie nog verder dalen (Gürtler, 2018). Een prijs hoger dan 6 cent is niet waarschijnlijk omdat de elektrolyser alleen het overschot aan zonnestroom gebruikt dat in de regel onder de gemiddelde marktprijs wordt verkocht.
- **Waterstofprijs: +40% / -20% (4 of 7 euro)**
Gebaseerd op de maximale bandbreedte van brandstofprijzen weergegeven in Chardonnet et al. (2017).
- **CAPEX: -14% / +14% (600 of 800 euro per kW)**
Gebaseerd op de een geschatte prijs van 50 MW PEM elektrolyzers in 2020 en 2030 zoals weergegeven in Holstein et al. (2018).

De gevoeligheidsanalyse (tabel 5.3.1) laat zien dat belasting van de elektrolyser de grootste afwijking in mogelijke uitkomsten veroorzaakt doordat de bandbreedte hier erg groot is. De CO₂-besparing wordt alleen beïnvloed door de efficiëntie van de elektrolyser maar het effect hiervan op de uitkomsten is relatief beperkt omdat er weinig variatie in de efficiëntie van PEM elektrolyzers zit, wellicht omdat de technische maximum haalbare efficiëntie al bijna is bereikt (Buttler & Spliethoff, 2018). Door de lage belasting van de elektrolyser wegen de CAPEX kosten relatief zwaar in de totale kosten en is de invloed van stroom- en waterstofprijzen beperkt.

Tabel 5.3.2:
Gevoeligheidsanalyse van een 80 MW PEM elektrolyser

Getest effect		Kosten	CO ₂ -besparing
Base case (geen verandering)		€ 0,05	0,24 kg
Belasting elektrolyser – laag	kWh / 3	€ 0,22 (+340%)	0,24 kg
Belasting elektrolyser – hoger	kWh x 2	€ 0,00 (-100%)	0,24 kg
Belasting elektrolyser – 50%	kWh x 6	- € 0,03 (-160%)	0,24 kg
Efficiëntie elektrolyser, worst	-10%	€ 0,06 (+20%)	0,21 kg (-12.5%)
Efficiëntie elektrolyser, best	+30%	€ 0,02 (-60%)	0,33 kg (+38%)
Waterstofprijs, worst case	4 euro (-20%)	€ 0,07 (+40%)	0,23 kg
Waterstofprijs, best case	7 euro (+40%)	€ 0,02 (-60%)	0,23 kg
Stroomprijs, worst case	6 cent	€ 0,08 (-75%)	0,23 kg
Stroomprijs, best case	1,5 cent	€ 0,04 (-20%)	0,23 kg
CAPEX-kosten, worst case	€ 800/kW (+14%)	€ 0,06 (+20%)	0,23 kg
CAPEX-kosten, best case	€ 600/kW (-14%)	€ 0,04 (-20%)	0,23 kg

5.4. Andere milieu-impacts en overwegingen

Life cycle analyses van waterelektrolyse kijken vooral naar potentiële CO₂-uitstoot uit het stroomgebruik maar er moet ook gerekend worden met mogelijke negatieve effecten uit gebruik van materialen, watergebruik, geluid en veiligheidsoverwegingen (Bareiß, 2019; Bhandari, Trudewind, & Zapp, 2014).

5.4.1. Gebruik van schaarse of schadelijke materialen

De meeste materialen voor de installatie zijn vrij eenvoudig, zoals staal en beton, maar voor de elektrolysers wordt per MW vermogen circa 75 gram platina en 750 gram iridium gebruikt en bij internationale opschaling van PEM-elektrolyse kan een tekort aan deze materialen ontstaan (Bareiß, 2019). Vanwege de hoge kosten worden deze edelmetalen in de regel gerecycled na gebruik maar dit geldt nog niet voor het membraan. Bij verbranding hiervan kan waterstoffluoride vrijkomen uit de fluoropolymeren en Carmo et al. (2019) raden daarom aan om ook het membraan te recycleren.

5.4.2. Watergebruik

Een waterelektrolyse-installatie gebruikt circa 12 liter water per kg geproduceerde waterstof. De PEM-opstelling van 80 MW verbruikt daarmee circa 11,000 liter per dag. Met gebruik van een waterzuiveringsinstallatie is het mogelijk om hiervoor lokaal oppervlaktewater te gebruiken (Holstein et al., 2019). Een klein is voor het bedienen van de installatie (koelwater etc.) maar het grootste deel van het water wordt omgezet in H₂ en O₂ en dus onttrokken aan het gebied (Spath & Mann, 2004). Het is daarom belangrijk dat er voldoende water voorhanden is in het gebied om verdroging tegen te gaan.

5.4.3. Geluid

Voor water-elektrolyse zijn geen gegevens gevonden over geluid. Daarom is gekeken naar openbare gegevens over elektrolyseinstallaties voor chloorproductie, die een vergelijkbare techniek gebruiken. De milieueffectrapportage voor het wijzigen van de chloorproductie van Inovyn in Antwerpen in 2016 geeft een maximaal geluidsvermogeniveau van 109.6 dB(A) maar geen gegevens over de daadwerkelijk te verwachten geluidsniveaus (Arcadis, 2016). Het vergunningsbesluit voor een chloorfabriek van AkzoNobel in Delfzijl uit 2004 gaat uit van maximaal 40 dB(A) op 500 meter afstand, vergelijkbaar met het achtergrondgeluid in een woonkamer of bibliotheek (Provincie Groningen, 2004). Daarnaast moet rekening gehouden worden met geluid veroorzaakt door transport van de waterstof, waarvoor gemiddeld 3 tot 4 vrachtwagens per etmaal af en aan zullen rijden (voor vervoer van gemiddeld 945 kg waterstof per dag).

5.4.4. Veiligheid

Waterstof is licht ontvlambaar en het is daarom belangrijk om te voorkomen dat zich te veel zuurstof met waterstof vermengt tijdens het bedrijven van de elektrolyse. Dit is met name een risico bij alkaline (zie paragraaf 2.2) maar kan zich ook voordoen indien een PEM elektrolyser op hoge druk (>30 bar) gebruikt wordt (Grigoriev et al., 2011). Bij normale druk en belasting is dit risico minimaal en wordt PEM-elektrolyse als veilig beschouwd (Buttler & Spliethoff, 2019; Grigoriev et al., 2011).

De risico's voor de opslag en vervoer van waterstof op druk zijn beperkt dankzij de ervaring met het opslaan en vervoeren van gasen onder druk zoals LPG en LNG (Sharaf & Orhan, 2014). Wel moet gekeken worden wat het risicoprofiel is van het opslaan van grote hoeveelheden waterstof in landelijke gebieden en of dit verder beperkt kan worden door bijvoorbeeld een minimale afstand tot bebouwing aan te houden.

5.5. Conclusies waterstof

Zowel alkaline als PEM-technologie zijn geschikt voor waterstofproductie uit stroom. PEM is duurder maar vergt in tegenstelling tot alkaline geen minimale belasting en is daarom meer geschikt voor flexibel gebruik op basis van zonnestroom.

De geproduceerde waterstof kan gebruikt worden voor vervoer, industriële processen of als opslagmedium, waarbij bij stroomtekorten weer elektriciteit wordt geproduceerd met stationaire brandstofcellen. Gebruik in vervoer geeft de hoogste opbrengsten en CO₂-besparingen.

Op basis van de technische eigenschappen en mogelijk gebruik van waterstof zijn zes opstellingen doorgerekend. De optimale opstelling is een PEM-elektrolyser van 80 MW met een energie-efficiëntie van 57,1% die waterstof produceert met het overschot aan zonnestroom voor gebruik in vervoer. Dit resulteert in kosten van 0,05 eurocent per kWh, een CO₂-besparing van 0,24 kg per kWh en een implementatietijd van 5 jaar. Alle configuraties hebben hogere kosten dan opbrengsten, wat met name wordt veroorzaakt door de lage belasting van het systeem door het geringe aantal uren per jaar met een stroomoverschot uit zonneparken.

Naast CO₂-impact moet ook rekening gehouden worden met mogelijke geluidshinder, veiligheidsoverwegingen voor het gebruik van waterstof onder druk en de impact van de bouwwerkzaamheden en transport. De impact van schaarse of schadelijke materialen kan worden beperkt door deze te recyclen na gebruik.

6. Multi-criteria analyse

De resultaten van het onderzoek zijn samengevat in onderstaande Tabel 6.1. Netverzwaring resulteert in de hoogste CO₂-besparing van 0,43 kg CO₂ per kWh, terwijl opslag van stroomoverschotten met loodzuurbatterijen de kortste implementatietijd en laagste kosten kent.

Tabel 6.1:
Vergelijking van drie opties voor het aansluiten van rurale zonneparken op basis van implementatietijd, CO₂-reducties, kosten en andere milieu-impacts

	Netverzwaring	Loodzuur batterijen	Waterstof
Kosten in per kWh	€ 0,01	€ -0,02	€ 0,05
CO₂-reductie per kWh	0,43 kg	0,37 kg	0,24 kg
Implementatietijd	7 jaar	0,5 jaar	5 jaar
Andere milieu-impacts (geen onderdeel MCA)	<ul style="list-style-type: none"> - Beperkte impact uit bodem-, water-, en luchtverontreiniging met (zware) metalen bij de ontginning van grondstoffen. - Geen sprake van schaarste van grondstoffen, ook door de grote mate van recyclage. 	<ul style="list-style-type: none"> - Potentieel grote impact uit bodem-, water-, en luchtverontreiniging met (zware) metalen door ontginning elektrodematerialen - Verontreiniging door recyclage wijdverbreid - Schaarste aan grondstoffen bij verwachte toename vraag 	<ul style="list-style-type: none"> - Mogelijke verhoogd veiligheidsrisico in rurale gebieden - Beperkte impact uit bodem-, water-, en luchtverontreiniging met (zware) metalen bij de ontginning van grondstoffen.

6.1. Vaststellen gewogen criteria

Gebruik van waterstof scoort op alle criteria slechter dan netverzwaring of batterijen. Om een afweging te kunnen maken tussen netverzwaring of gebruik van loodzuurbatterijen is getracht om wegingsfactoren vast te stellen met behulp van een vragenlijst.

6.1.1. Vragenlijst: kosten het meest belangrijk

De vragenlijst bestond uit drie vragen waarbij steeds twee criteria tegen elkaar werden afgewogen. Hierbij is gebruik gemaakt van concrete scenario's op basis van de gevonden resultaten. Respondenten werd bijvoorbeeld gevraagd hoeveel procent de stroomkosten mochten stijgen om een CO₂-besparing van 25% te realiseren. Antwoorden hoger dan 25% werden gescoord als 'CO₂ is belangrijker dan kosten' en antwoorden waarbij stroomkosten minder dan 25% mochten stijgen voor een gelijksoortige CO₂-besparing werden gescoord als 'kosten zijn belangrijker dan CO₂'. Op basis hiervan kunnen getalsmatige wegingsfactoren worden voorgesteld voor ieder criterium. De volledige vragenlijst met antwoordmodel is beschikbaar in Bijlage B.

Deze vragenlijst is beantwoord door 7 respondenten, waarvan 5 van de opdrachtgever Liander, 1 respondent van het Ministerie van Economische Zaken en 1 respondent van de Windunie, een energieproducent die gebruik maakt van windenergie. Alle respondenten gaven aan dat *kosten* het belangrijkste criterium was, gevolgd door CO₂-impact en implementatietijd (tabel 6.1).

6.1.2. Beperkingen: geen kwantitatieve score

Gebruik van wegingsfactoren voor het bepalen van de optimale oplossing heeft enkele belangrijke beperkingen die ertoe leidden dat in het onderzoek is afgeweken van de intentie om een kwantitatieve totaalscore voor iedere keten te geven.

Ten eerste gaf een aantal respondenten aan dat het lastig was om een goede afweging te maken tussen criteria, ondanks de gegeven toelichting en gebruik van concrete scenario's in de vragenlijst. Helaas is dit een probleem dat zich vaker voordoet bij de gebruikte methode dat zonder inzet van focusgroepen en kwalitatief onderzoek moeilijk te ondervangen is (Okoli, 2004). Ten tweede waren de antwoorden van 4 van de 7 respondenten niet consistent.³ Deze antwoorden hoeven niet verworpen te worden, zoals aangetoond door Linares (2009), maar onderschrijft wel de moeilijkheid voor respondenten om wegingsfactoren goed vast te stellen. Tot slot bevat de onderliggende analyse een groot aantal aannames en onzekerheden, met name met betrekking tot de kosten voor batterijen en waterstofconversie. Op basis van het bovenstaande zou het omzetten van de scores naar exacte gewogen criteria een mate van precisie geven die op basis van het onderzoek niet kan worden verantwoord. Daarom is besloten om de scores en de verwachte andere milieu-impacts te gebruiken voor een kwalitatief advies. Voor de volledigheid zijn de gewogen scores wel weergegeven in Bijlage H.

7. Conclusie

In dit adviesrapport is gekeken hoe stroom uit rurale zonneparken het beste kan worden opgevangen door netverzwaring, opslag met batterijen of conversie naar waterstof, gelet op implementatietijd, kosten, CO₂-impact en andere milieu-impacts.

7.1. Discussie

Hoewel de drie ketens zoveel mogelijk op dezelfde wijze en criteria zijn vergeleken, moeten een aantal kanttekeningen worden geplaatst voordat conclusies worden getrokken op basis van de analyse.

Ten eerste beperkt deze studie zich alleen tot het gebruik van een overschot uit zonne-energie in rurale gebieden. Dit resulteert in grote pieken en dalen in het aanbod en een relatief kleine hoeveelheid energie in vergelijking tot het vermogen, wat de resultaten sterk beïnvloed. Ook zijn de kosten en CO₂-impact van het zonnepark van circa 48g CO₂ per kWh niet meegenomen (IPCC, 2014).

Ten tweede moeten een aantal praktische afwegingen worden gemaakt voor de verschillende ketens. Met betrekking tot netverzwaring is de aanname gedaan dat alle stroom ook daadwerkelijk gebruikt kan worden, zij het tegen een gereduceerde prijs en extra kosten voor balanshandhaving. Indien het aanbod aan groene stroom verder toeneemt zal het lastiger worden om vraag en aanbod met prijsmechanismen op elkaar af te stemmen. Het is dan denkbaar dat zich in de winter en nacht tekorten voordoen die niet door netverzwaring kunnen worden opgelost. Ook de CO₂-besparingen die worden gerealiseerd met netverzwaring en gebruik van batterijen zijn gebaseerd op het vervangen van de *huidige* Nederlandse stroommix met groene stroom. Hoe meer groene stroom er op het net komt, hoe lager de CO₂-besparing die met additionele netverzwaring of batterijen nog gerealiseerd kan worden. Dit is niet het geval bij waterstof, dat gebruikt wordt in bussen, schepen, of bijvoorbeeld industrie. Op lange termijn zou dit dus een hogere CO₂-besparing kunnen opleveren dan netverzwaring of batterijen. Andere praktische overwegingen die een rol spelen bij waterstof en batterijen zijn het ruimtegebruik en de vraag of er maatschappelijk draagvlak is voor grote waterstoffabrieken in landelijke gebieden.

³ Bijvoorbeeld omdat 'kosten' en 'CO₂' even belangrijk werden gevonden, terwijl 'implementatietijd' belangrijker was dan kosten, maar minder belangrijker dan CO₂

Ten derde moet rekening gehouden worden met een relatief grote onzekerheidsmarge in de berekeningen, met name voor batterijen en waterstof waarbij een groot aantal aannames gedaan zijn. Voor batterijen is gebruik gemaakt van relatief gunstige waarden, terwijl ook meer kennis nodig is over de precieze relatie tussen onlaaddiepte, cyclusleven en levensduur bij loodzuurbatterijen (Baumann, 2017). Tegelijkertijd is de verwachting dat kosten en efficiëntie richting 2030 verder zullen verbeteren en kan de waarde van de batterijen verhoogd worden door deze ook in te zetten voor het verzorgen van spanningskwaliteit, frequentiebalancering, noodvermogen en andere toepassingen. Ook voor waterstof kan de business case verder verbeterd worden, door naast zonne-energie ook overschotten uit andere bronnen te gebruiken en de belasting van de elektrolyzers verder te verhogen. Voor netverzwaring is in januari 2020 een ministerieel besluit genomen om de redundantie-eis te laten vallen (Solar Magazine, 2020). Hiermee komt de noodzaak tot verzwaring van hoogspanning mogelijk te vervallen, wat zou leiden tot aanzienlijk lagere CAPEX kosten en een kortere implementatietijd van circa 5 in plaats van 7 jaar.

Tot slot kan de multi-criteria analyse niet los gezien worden van de andere milieu-impacts die kwalitatief zijn geanalyseerd.

7.2. Conclusie

De multi-criteria analyse wijst uit dat gebruik van loodzuurbatterijen de snelste en meest kosteneffectieve methode is om het overschot aan zonnestroom op te vangen dat op basis van de casus verwacht wordt. Door relatief goedkope stroom op te slaan bij overschotten en deze tegen een hogere prijs te leveren bij tekorten kan de investering in batterijen worden terugverdiend en de business case is positief. Wel moet hierbij rekening gehouden worden met relatief grote onzekerheidsmarges in de berekeningen.

Indien gekozen wordt voor netverzwaring moet niet alleen geïnvesteerd worden in lokale netwerken en het onderstation maar ook worden gerekend met een relatief kostbare uitbreiding van het hoogspanningsnetwerk, die bovendien veel tijd kost. Zelfs bij een lange levensduur van circa 40 jaar maakt dit netverzwaring nog duurder dan batterijen. Indien de redundantie-eis voor hoogspanning komt te vervallen zijn de kosten (of mogelijke opbrengsten) voor netverzwaring vergelijkbaar met die van loodzuurbatterijen. Gezien de geringe verliezen in het netwerk kan met netverzwaring daarnaast meer groene stroom geleverd worden wat een iets hogere CO₂-besparing geeft.

Bij conversie naar waterstof is het probleem dat het overschot aan zonne-energie relatief gering is in vergelijking met de benodigde capaciteit van 80 MW. Dit betekent dat een waterstoffabriek slechts 9% belast zou worden en te weinig waterstof produceert om de CAPEX terug te verdienen. Hierdoor is ook de CO₂-besparing die kan worden gerealiseerd door gebruik van de waterstof relatief laag.

Gezien het grote belang dat stakeholders hechten aan het criterium kosten is gebruik van loodzuurbatterijen de beste oplossing, gelet op implementatietijd, kosten en CO₂-impact. Maar wanneer gekeken wordt naar andere milieu-impacts moet met name bij loodzuurbatterijen (en ook lithiumbatterijen) rekening gehouden worden met een grote potentiële impact op bodem-, water-, en luchtverontreiniging door ontginning van grondstoffen in het land van oorsprong. Ook bij recyclage van lood treedt significante verontreiniging op. De materialen voor netverzwaring en waterstof-elektrolyse zijn daarentegen minder problematisch, met uitzondering van fluor-polymeren in PEM elektrolyzers, maar hiervan worden slechts geringe hoeveelheden gebruikt. Wel is sprake van lokale wateronttrekking en een verhoogd veiligheidsrisico bij productie en opslag van grote hoeveelheden waterstof in landelijke gebieden.

7.3. Aanbevelingen

Op grond van de analyse durven wij te stellen dat batterijen een geschikte methode zijn om op hele korte termijn een aansluiting te kunnen verzorgen voor zonneparken die anders nog enkele jaren niet in productie kunnen gaan. Hiermee wordt tevens meer ervaring opgedaan met het gebruik van batterijen. Alvorens loodzuurbatterijen op grote schaal in te zetten is meer onderzoek nodig naar duurzamere winning en recyclage van lood en andere grondstoffen.

Met name zonder de redundantie-eis voor hoogspanning zijn investeringen in netverzwaring nu nog competitief maar gezien de toenemende uitdaging voor balanshandhaving bij grotere hoeveelheden groene stroom is dit niet altijd verstandig. Wij raden daarom aan om met name naar netverzwaring te kijken in gebieden waar naast het aanbod ook de *vraag* naar stroom zal toenemen door verdere elektrificatie (van bijvoorbeeld auto's) en waar dus op de lange termijn behoefte blijft bestaan aan een grotere netwerkcapaciteit. Dit is in dit onderzoek niet meegenomen.

Waterstof op zonnestroom is nu niet rendabel. Wel biedt waterstof een oplossing voor een aantal uitdagingen waar stroom niet geschikt is, zoals duurzame productie van staal en methanol, of voor bussen en lucht- en scheepvaart. Hoewel vervangen van grijze door groene stroom op dit moment nog prioriteit is zal dit bij verdere vergroening van ons energiesysteem steeds meer verschuiven naar duurzame oplossingen voor vervoer en industrie en de verwachting is dat het belang van waterstof zal toenemen.

Het wordt daarom aanbevolen om meer onderzoek te doen naar oplossingen waarbij de elektrolyzers breder worden ingezet met een hogere belasting door bijvoorbeeld toevoeging van energie uit wind en andere duurzame bronnen. Ook kan een combinatie gemaakt worden, waarbij batterijen worden gebruikt om de hoogste pieken op te vangen en een kleinere elektrolyser gedurende langere tijd te laten draaien. Hierbij kan gebruik gemaakt worden van het rekenmodel dat voor dit onderzoek is opgesteld en [online beschikbaar is gemaakt](#) voor onderzoeksdoeleinden.

Literatuur

- Acar, C. (2018). A comprehensive evaluation of energy storage options for better sustainability. *International Journal of Energy Research*, 42(12), 3732-3746.
- Akinyele, D. O., & Rayudu, R. K. (2014). Review of energy storage technologies for sustainable power networks. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 8, 74-91.
- Advies elektrotechniek. (2014). *Kabels in elektrische installaties verouderen in de loop der tijd en verdienen aandacht*. Geraadpleegd op <https://advies-elektrotechniek.nl/kabels-elektrische-installaties-verouderen-de-loop-der-tijd-en-verdienen-aandacht/>
- Akhil, A. A., Huff, G., Currier, A. B., Kaun, B. C., Rastler, D. M., Chen, S. B., ... & Gauntlett, W. D. (2013). *DOE/EPRI 2013 electricity storage handbook in collaboration with NRECA* (p. 340). Albuquerque, NM: Sandia National Laboratories.
- Alliander (2018). *Jaarverslag 2018*. Geraadpleegd op https://www.noord-holland.nl/Over_de_provincie/Organisatie/Deelnemingen/Deelnemingen/Alliander_N_V_Alliander/Beleidsdocumenten/Alliander_jaarverslag_2018.org
- Alliander. (2019a). *Onze initiatieven voor 2019. Jaarplan*. Geraadpleegd op https://2017.jaarverslag.alliander.com/FbContent.ashx/pub_1024/downloads/v1901211657/Alliander_Jaarplan_2019.pdf
- Alliander. (2019b). *Aansluiten duurzaam opgewekte energie op land*. Geraadpleegd op <https://www.alliander.com/nl/media/nieuws/aansluiten-duurzaam-opgewekte-energie-op-land>
- Amiryar, M. E., & Pullen, K. R. (2017). A review of flywheel energy storage system technologies and their applications. *Applied Sciences*, 7(3), 286.
- APX (z.d.). Geraadpleegd op <http://www.apxgroup.com/market-results/apx-power-nl/dashboard/>
- Aral, H., & Vecchio-Sadus, A. (2008). Toxicity of lithium to humans and the environment—a literature review. *Ecotoxicology and Environmental Safety*, 70(3), 349-356.
- Arkadis (2016). *Milieueffectrapport (MER) voor de wijziging en de capaciteitsuitbreiding van INOVYN Manufacturing Belgium NV te Antwerpen*. Geraadpleegd op: <https://mer.lne.be/merdatabank/uploads/merntech4260.pdf>
- Banza, L.N. et al. (2018). Sustainability of artisanal mining of cobalt in DR Congo. *Nature Sustainability* 1, 495–504 doi:10.1038/s41893-018-0139-4
- Battelle Memorial Institute. (2016). *Manufacturing Cost Analysis of 100 and 250 kW Fuel Cell Systems for Primary Power and Combined Heat and Power Applications*.
- Bareiß, K., de la Rua, C., Möckl, M., & Hamacher, T. (2019). Life cycle assessment of hydrogen from proton exchange membrane water electrolysis in future energy systems. *Applied energy*, 237, 862-872.
- Barelli, L., Bidini, G., Bonucci, F., Castellini, L., Fratini, A., Gallorini, F., & Zuccari, A. (2019). Flywheel hybridization to improve battery life in energy storage systems coupled to RES plants. *Energy*, 173, 937-950.
- Baumann, M. J. (2017). *Battery storage systems as balancing option in intermittent renewable energy systems-A transdisciplinary approach under the frame of Constructive Technology Assessment (doctoraalscriptie NOVA University of Lisbon)*. Karlsruhe: Institute of Technology.
- Baumann, M., Peters, J. F., Weil, M., & Grunwald, A. (2017). CO2 Footprint and Life-Cycle Costs of Electrochemical Energy Storage for Stationary Grid Applications. *Energy Technology*, 5(7), 1071-1083.
- Baumann, M., Weil, M., Peters, J. F., Chibeles-Martins, N., & Moniz, A. B. (2019). A review of multi-criteria decision making approaches for evaluating energy storage systems for grid applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 107, 516-534.

- Benhmad, F. & Percebois, J. (August 2018). Photovoltaic and wind power feed-in impact on electricity prices: The case of Germany. *Energy Policy* 119, 317-326.
- Bergsma, G., Broeren, M., Lindgreen, E.R. (2018). LCA of W2C Rotterdam. Cradle-to-grave carbon footprint of Enerkem's waste-to-methanol process. CE Delft, Delft.
- Bhandari, R., Trudewind, C. A., & Zapp, P. (2014). Life cycle assessment of hydrogen production via electrolysis—a review. *Journal of cleaner production*, 85, 151-163
- Bogno, B., Sawicki, J. P., Salame, T., Aillerie, M., Saint-Eve, F., Hamandjoda, O., & Tibi, B. (2017). Improvement of safety, longevity and performance of lead acid battery in off-grid PV systems. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(5), 3466-3478.
- Burger, B. (2014). *Electricity production from solar and wind in Germany in 2014*. Geraadpleegd op https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/Electricity_Germany_2014_CW52.pdf
- Buttler, A., & Spliethoff, H. (2018). Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 2440-2454.
- California Independent System Operator. (z.d.) *Managing Oversupply*. Geraadpleegd op <https://www.caiso.com/informed/Pages/ManagingOversupply.aspx>
- Carmo, M., Fritz, D. L., Mergel, J., & Stolten, D. (2013). A comprehensive review on PEM water electrolysis. *International journal of hydrogen energy*, 38(12), 4901-4934.
- Carmo, M., Keeley, G. P., Holtz, D., Grube, T., Robinius, M., Müller, M., & Stolten, D. (2019). PEM water electrolysis: Innovative approaches towards catalyst separation, recovery and recycling. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(7), 3450-3455.
- Casals, L. C., García, B. A., Aguesse, F., & Iturrondobeitia, A. (2017). Second life of electric vehicle batteries: relation between materials degradation and environmental impact. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 22(1), 82-93.
- CBS. (2019). *Rendementen en CO2-emissie van elektriciteitsproductie in Nederland, update 2017*. Geraadpleegd op <https://www.cbs.nl/nl-nl/achtergrond/2018/04/rendementen-en-co2-emissie-van-elektriciteitsproductie-in-nederland-update-2017>
- Chardonnet, C., Giordano, V., De Vos, L., Bart, F., & De Lacroix, T. (2017). Study on early business cases for H2 in energy storage and more broadly power to H2 applications. *FCH-JU: Brussels, Belgium*, 228.
- Chatzisideris, M. D., Laurent, A., Hauschild, M. Z., & Krebs, F. C. (2017). Environmental impacts of electricity self-consumption from organic photovoltaic battery systems at industrial facilities in Denmark. *CIRP Annals*, 66(1), 45-48.
- Chen, C., Xue, B., Cai, G., Thomas, H., & Stückrad, S. (2019). Comparing the energy transitions in Germany and China: Synergies and recommendations. *Energy Reports* 5, 1249-1260.
- Compendium voor de Leefomgeving. (9 januari 2019). *CO2-emissie per voertuigkilometer van nieuwe personenauto's, 1998-2017*. Geraadpleegd op <https://www.clo.nl/indicatoren/nl0134-koolstofdioxide-emissie-per-voertuigkilometer-voor-nieuwe-personenautos>
- Consumentenbond. (2019). *Energieverbruiksmanagers: inzicht in je energieverbruik*. Geraadpleegd op <https://www.consumentenbond.nl/energie-vergelijken/energieverbruiksmanagers>
- David, M., Ocampo-Martínez, C., & Sánchez-Peña, R. (2019). Advances in alkaline water electrolyzers: A review. *Journal of Energy Storage*, 23, 392-403.
- Dehghani-Sani, A.R., Tharumalingam, E., Dusseault, M.B., Fraser, R. (2019). Study of energy storage systems and environmental challenges of batteries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 104, Pages 192-208
- Dervos, C.T. & Vassiliou, P. (2000). *Journal of the Air & Waste Management Association*(50), 137-141.

Droste-Franke, B., Paal, B., Rehtanz, C., Sauer, D. U., Schneider, J. P., Schreurs, M., & Ziesemer, T. (2012). Balancing renewable electricity: energy storage, demand side management, and network extension from an interdisciplinary perspective (Vol. 40). *Springer Science & Business Media*.

Detz, R., Weeda, M., Wirtz, A., Berkhout, J., Knoors, B., & Katakwar, P. (2019). Assessment of future trends in industrial hydrogen demand and infrastructure. *ISPT: Report HyChain1*.

Devine-Wright, P., Batel, S., Aas, O., Sovacool, B., Labelle, M. C., & Ruud, A. (2017). A conceptual framework for understanding the social acceptance of energy infrastructure: Insights from energy storage. *Energy Policy*, 107, 27-31.

De Wit, L. (2020). Aansluiten van zonneparken op het elektriciteitsnet: de gevolgen voor de capaciteit van het net. Open Universiteit, Maastricht.

Divya, K. C., & Østergaard, J. (2009). Battery energy storage technology for power systems—An overview. *Electric power systems research*, 79(4), 511-520.

Duurzaam gebouwd. Geraadpleegd op <https://www.duurzaamgebouwd.nl/artikel/20190730-lokale-flexibiliteit-nodig-voor-stabiel-elektriciteitsnet>

EASE. (z.d.). *Adiabatic compressed energy storage*. Geraadpleegd op http://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/03/EASE_TD_ACAES.pdf

Easy Energy. (z.d.). Geraadpleegd op <https://www.easyenergy.com/nl/energietaarieven>

Ekman, C. K., & Jensen, S. H. (2010). Prospects for large scale electricity storage in Denmark. *Energy Conversion and Management*, 51(6), 1140-1147.

Electric Power Research Institute. (2007). *Vanadium Redox Flow Batteries. An In-depth Analysis*. Geraadpleegd op https://www.paredox.com/foswiki/pub/Trash/TrashAttachment/EPRI_-_Vanadium_Redox_Flow_Batteries_2007_.pdf

Electricitymaps. (2019). *Climate impact by area*. Geraadpleegd op <https://www.electricitymap.org/?page=country&solar=false&remote=true&wind=false&countryCode=NL>

Energieleveranciers.nl. (z.d.). *Opbouw gemiddelde energierekening*. Geraadpleegd op <https://www.energieleveranciers.nl/blog/wp-content/uploads/2017/02/Infographic-netbeheerkosten-energierekening.png>

Energy Storage Association. (2019). *Storage on the Electricity Distribution System*. Geraadpleegd op <https://energystorage.org/why-energy-storage/applications/distribution-systems/>

Energy Storage NL. (2019). *Nationaal Actieplan Energieopslag en Conversie*. Geraadpleegd op <https://www.fme.nl/nl/system/files/publicaties/ESNL%20NAPEOC%202019%20web.pdf>

European Copper Institute. (2018). *Recycling*. Geraadpleegd op <https://copperalliance.eu/benefits-of-copper/recycling/>

Europese Commissie. (2011). Guidance Document n°9 on the harmonized free allocation methodology for the EU-ETS post 2012.

Europese Rekenkamer. (2019). *EU-steun voor energieopslag. Briefingdocument April 2019*. Geraadpleegd op https://www.eca.europa.eu/lists/ecadocuments/brp_energy/brp_energy_nl.pdf

Evans, A., Strezov, V., & Evans, T. J. (2012). Assessment of utility energy storage options for increased renewable energy penetration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(6), 4141-4147.

Farjana, S.H., Huda, N. & Mahmud, M.A.P. (2019). Impacts of aluminium production: A cradle to gate investigation using life-cycle assessment. *Science of the Total Environment*, 663, 958-970.

Fischedick, M., Marzinkowski, J., Winzer, P., & Weigel, M. (2014). Techno-economic evaluation of innovative steel production technologies. *Journal of cleaner production*, 84, 563-580.

Forstrom. (2020). *Inzicht in Energie-Netbeheer Taken en Kosten*. Geraadpleegd op <https://forstrom-inzichtinenergie.com/>

Frew, B., Cole, W., Denholm, P., Frazier, A., Vincent, N., & Margolis, R. (2019) Sunny with a chance of curtailment: Operating the U.S. grid with very high levels of solar photovoltaics. (2019, November 22), *iScience* 21, 436-447. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.isci.2019.10.017>

Fuchs, G., Lunz, B., Leuthold, M & Sauer, D.U. (2012). Technology Overview on Electricity Storage. Overview on the potential and on the deployment perspectives of electricity storage systems.

Geraadpleegd op:

https://www.sefep.eu/activities/projectsstudies/120628_Technology_Overview_Electricity_Storage_SE_FEP_ISEA.pdf

Gaslicht.com. (2019). De energierekening nader verklaard. Geraadpleegd op

<https://www.gaslicht.com/energienota>

Gasunie (z.d.). *Afgeronde leidingaanlegprojecten*. Geraadpleegd op:

<https://www.gasuniebouw.nl/projecten/afgeronde-leidingaanlegprojecten>

Gigler, J., & Weeda, M. (2018). Outlines of a Hydrogen Roadmap. *TKI Nieuw Gas*.

Gil-González, W. J., Garcés, A., & Escobar, A. (2017). A generalized model and control for supermagnetic and supercapacitor energy storage. *Ingeniería y Ciencia*, 13(26), 147-171.

Globecore (z.d.). *Transformer service life: how to extend it*. Geraadpleegd op

<https://oilregeneration.globecore.com/transformer-service-life-how-to-extend-it.html>

Goedkope Energie en Gas. (z.d.). *Hoe hoog ligt de prijs per kWh in 2019?* Geraadpleegd op

<https://goedkopeenergieengas.nl/energie/prijs-per-kwh/>

Golden, M., Scheer, A., & Best, C. (2019) Decarbonization of electricity requires market-based demand flexibility. *The Electricity Journal* 32(72), 106621. doi: org/10.1016/j.tej.2019.106621

Gottesfeld, P., Were, F. H., Adogame, L., Gharbi, S., San, D., Nota, M. M., & Kuepouo, G. (2018). Soil contamination from lead battery manufacturing and recycling in seven African countries.

Environmental research, 161, 609-614.

Gottesfeld, P. (2019). Commentary health risks from climate fix: The downside of energy storage batteries. *Environmental Research, Volume 178*, Article 108677

Grigoriev, S. A., Porembskiy, V. I., Korobtsev, S. V., Fateev, V. N., Auaprêtre, F., & Millet, P. (2011).

High-pressure PEM water electrolysis and corresponding safety issues. *International journal of hydrogen energy*, 36(3), 2721-2728.

Guney, M. S., & Tepe, Y. (2017). Classification and assessment of energy storage systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 75, 1187-1197.

Gürtler, M., & Paulsen, T. (2018). The effect of wind and solar power forecasts on day-ahead and intraday electricity prices in Germany. *Energy Economics* 75 pp. 150-162.

Hammond, G. P., & Hazeldine, T. (2015). Indicative energy technology assessment of advanced rechargeable batteries. *Applied Energy*, 138, 559-571.

Harrison, G.P., Maclean E.N.J., Karamanlis, S., & Ochoa, L.F. (2010). Life Cycle assessment of the transmission network in Great Britain. *Energy Policy* 38(7), 3622-3631.

Hellendoorn, J.C. (2001). *Evaluatiemethode ex ante* (5^e ed.). Den Haag, Nederland: Sdu Uitgevers.

Hesse, H. C., Schimpe, M., Kucevic, D., & Jossen, A. (2017). Lithium-ion battery storage for the grid—a review of stationary battery storage system design tailored for applications in modern power grids. *Energies*, 10(12), 2107.

Hiremath, M., Derendorf, K., & Vogt, T. (2015). Comparative life cycle assessment of battery storage systems for stationary applications. *Environmental science & technology*, 49(8), 4825-4833.

Holstein, J.M., Gerwen, R.V., Douma, J., Delft, Y.C., & Šarić, M. (2018). Technologiebeoordeling van groene waterstof productie.

Institute for Sustainable Futures. (2019). *Responsible minerals sourcing for renewable energy*. Geraadpleegd op <https://earthworks.org/publications/responsible-minerals-sourcing-for-renewable-energy/>

IPCC, 2014: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

IRENA. (2017). *Electricity Storage and Renewables. Costs and markets to 2030*. Geraadpleegd op <https://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>

Ishizaka, A., & Labib, A. (2011). Review of the main developments in the analytic hierarchy process (2011, oktober). *Expert Systems with Applications Volume 38(11)*, pp 14336-14345.

Jones, G. (2019). Inventory Carbon & Energy Database V3.0. Circular Ecology. Geraadpleegd op: <http://www.circularecology.com/embodied-energy-and-carbon-footprint-database.html#.XfSu2-hKg2w>

Jiang, H. R., Sun, J., Wei, L., Wu, M. C., Shyy, W., & Zhao, T. S. (2020). A high power density and long cycle life vanadium redox flow battery. *Energy Storage Materials, 24*, 529-540.

Khawaja, M.K., Alkhalidi, A., Mansour, S. (2019). Environmental impacts of energy storage waste and regional legislation to curtail their effects – highlighting the status in Jordan. *Journal of Energy Storage, Volume 26*, Article 100919

Koeman, J.H. (2006). Ecotoxicology. Organismen in hun omgeving: toxicologie en afweersystemen. Open Universiteit, Heerlen.

Kokkotis, P. I., Psomopoulos, C. S., Ioannidis, G. C., & Kaminaris, S. D. (2017). Small Scale Energy Storage Systems. A short Review in their Potential Environmental Impact. *Fresenius Environmental Bulletin, 26(9)*, 5658-5665.

Kushnir, D. (2015). Lithium ion battery recycling technology 2015. *Current state and future prospects*.

Layadi, T. M., Champenois, G., Mostefai, M., & Abbes, D. (2015). Lifetime estimation tool of lead-acid batteries for hybrid power sources design. *Simulation Modelling Practice and Theory, 54*, 36-48.

Larcher, D., & Tarascon, J. M. (2015). Towards greener and more sustainable batteries for electrical energy storage. *Nature chemistry, 7(1)*, 19.

Larsson, M., Nosrati, A., Kaur, S., Wagner, J., Baus, U., & Nydén, M. (2018). Copper removal from acid mine drainage-polluted water using glutaraldehyde-polyethyleneimine modified diatomaceous earth particles. *Heliyon, 4(2)*, e00520.

Lee, J., Koo, B., & Shin, C. B. (2019, September). Modeling the Charge and Discharge Behaviors of an AGM Lead-Acid Battery. In *Meeting Abstracts* (No. 1, pp. 29-29). The Electrochemical Society.

Liander. (2015). *Kwaliteits- en Capaciteitsdocument Elektriciteit*. Geraadpleegd op <https://www.liander.nl/sites/default/files/Kwaliteits- en capaciteitsdocument 2015 Elektriciteit.pdf>

Liander. (2016). *Zon en wind perfecte match op energienet*. Geraadpleegd op <https://www.liander.nl/nieuws/2016/02/29/zon-en-wind-perfecte-match-op-energienet>

Liander. (2019 a). *Eerste prefab schakelstation in Wageningen*. Geraadpleegd op <https://www.liander.nl/nieuws/2019/10/04/eerste-prefab-schakelstation-wageningen>

Liander. (2019 b). *Liander onderzoekt congestiemanagement*. Geraadpleegd op <https://www.liander.nl/capaciteit-stroomnet/onderzoekenresultaat>

Liander. (2019 c). *Tarieven 2019 voor grootzakelijke klanten*. Geraadpleegd op <https://www.liander.nl/node/19139?ref=18699>

Liander. (2020a). *Nieuwe tarieven 2020 voor consumenten en MKB*. Geraadpleegd op <https://www.liander.nl/uwtarieven>

Liander. (2020b). *Werkgebied Friesland* Geraadpleegd op <https://www.liander.nl/over-liander/werkgebied/friesland>

- Linares, P. (2009). Are inconsistent decisions better? An experiment with pairwise comparisons. *European Journal of Operational Research*, 193(2), 492-498.
- Longo, S., Antonucci, V., Cellura, M. & Ferraro, M. (2014). Life cycle assessment of storage systems: the case study of a sodium/nickel chloride battery. *Journal of Cleaner Production*, Volume 85, Pages 337-346
- Los Angeles Times. (2019). *California has too much solar power. That might be good for ratepayers.* Geraadpleegd op <https://www.latimes.com/business/la-fi-solar-batteries-renewable-energy-california-20190605-story.html>
- Lourenssen, K., Williams, J., Ahmadpour, F., Clemmer, R., & Tasnim, S. (2019). Vanadium redox flow batteries: A comprehensive review. *Journal of Energy Storage*, 25, 100844.
- Ludwig, M., Haberstroh, C., & Hesse, U. (2015). Exergy and cost analyses of hydrogen-based energy storage pathways for residual load management. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(35), 11348-11355.
- Maggio, G., Nicita, A., & Squadrito, G. (2019). How the hydrogen production from RES could change energy and fuel markets: A review of recent literature. *International Journal of Hydrogen Energy*.
- Mathew, M. (2018, 2 Augustus). *Analytical Hierarchy Process*. Geraadpleegd op <https://www.youtube.com/watch?v=J4T70o8gjlK>
- McGuckin, P., & Burt, G. (2018). Overview and assessment of superconducting technologies for power grid applications. In *2018 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)* (pp. 1-6). IEEE
- Meshram, P., Mishra, A., Abhilash & Sahu, R. (2020). Environmental impact of spent lithium ion batteries and green recycling perspectives by organic acids – A review. *Chemosphere*, Volume 242, Article 12529
- Middelweerd, H. (2018). *Is Nederland klaar voor smart grids?* Geraadpleegd op <https://www.duurzaambedrijfsleven.nl/digital-revolution/29793/digitalisering-in-de-energietransitie-ii-is-nederland-klaar-voor-smart-grids>
- Milieu Centraal (2019a). *Dossier Energieverbruiksmanagers*. Geraadpleegd op <https://www.energieverbruiksmanagers.nl/>
- Milieu Centraal. (2019b). *Dossier Windenergie*. Geraadpleegd op <https://www.milieucentraal.nl/klimaat-en-aarde/energiebronnen/windenergie/>
- Ministerie van Infrastructuur en Milieu (2010). *Aardgastransportleiding Beverwijk – Wijngaarden Startnotitie voor de milieueffectrapportage*. Geraadpleegd op: <https://www.commissiemer.nl/docs/mer/p24/p2489/2489-002sn.pdf>
- Mohr, S., Giurco, D., Retamal, M., Mason, L., & Mudd, G. (2018). Global projection of lead-zinc supply from known resources. *Resources*, 7(1), 17.
- Moradzadeh, M., Zwaenepoel, B., Boel, R., & Vandeveld, L. (2013). Use of energy storage for Belgian NOS Nieuws. (2019). In *2013 IEEE Electrical Power & Energy Conference* (pp. 1-6). IEEE.
- Myung, S. & Heum, C. (2019). Efficient recycling of valuable resources from discarded lithium-ion batteries. *Journal of Power Sources*, Volume 426, Pages 259-265
- Nafchi, F. M., Baniasadi, E., Afshari, E., & Javani, N. (2018). Performance assessment of a solar hydrogen and electricity production plant using high temperature PEM electrolyzer and energy storage. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(11), 5820-5831.
- Netbeheer Nederland. (2019a). *Basisinformatie over energie-infrastructuur*. Geraadpleegd op [https://www.netbeheernederland.nl/upload/Files/Basisdocument over energie-infrastructuur 149.pdf](https://www.netbeheernederland.nl/upload/Files/Basisdocument%20over%20energie-infrastructuur%20149.pdf)

Netbeheer Nederland (2019b). *Dossier Betaalbaarheid*. Geraadpleegd op <https://www.netbeheernederland.nl/dossiers/betaalbaarheid-10>

NOS Nieuws. (2019, 18 augustus). *We willen allemaal stroom, maar kan het netwerk dit nog wel aan?* Geraadpleegd op <https://nos.nl/artikel/2298022-we-willen-allemaal-stroom-maar-kan-het-netwerk-dit-nog-wel-aan.html>

Okoli, C. & Pawlowski, S. (2004). The Delphi method as a research tool: an example, design considerations and applications. *Information & Management* 42, pp15–29.

Oliveira, L., Messagie, M., Mertens, J., Laget, H., Coosemans, T., & Van Mierlo, J. (2015). Environmental performance of electricity storage systems for grid applications, a life cycle approach. *Energy conversion and management*, 101, 326-335.

Oliveira, L., Messagie, M., Rangaraju, S., Sanfelix, J., Rivas, M. H., & Van Mierlo, J. (2015). Key issues of lithium-ion batteries—from resource depletion to environmental performance indicators. *Journal of cleaner production*, 108, 354-362.

Op weg met waterstof (z.d.). Geraadpleegd op <https://opwegmetwaterstof.nl/tanklocaties/>

Otten, M. B. J., Hoen, M.J.J. & Boer, L.C. den. (2015). STREAM personenvervoer 2014, versie 1.1. *Studie naar TRansportEmissies van Alle Modaliteiten Emissiekentallen*.

Overheid.nl. (z.d.) *Tariefcode Elektriciteit*. Geraadpleegd op <https://wetten.overheid.nl/BWBR0037951/2019-07-10>

Overheid.nl. (2019). *Kamerstuk 30196, nr. 669* Geraadpleegd op <https://zoek.officielebekendmakingen.nl/kst-30196-669.html>

Palizban, O., & Kauhaniemi, K. (2016). Energy storage systems in modern grids—Matrix of technologies and applications. *Journal of Energy Storage*, 6, 248-259.

Pellow, M.A., Hanjiro, A., Mulvaney, D., Betita, R. & Shaw, S. (2020). Research gaps in environmental life cycle assessments of lithium ion batteries for grid-scale stationary energy storage systems: End-of-life options and other issues. *Sustainable Materials and Technologies*, Volume 23, Article e00120

Pena-Bello, A., Barbour, E., Gonzalez, M. C., Patel, M. K., & Parra, D. (2019). Optimized PV-coupled battery systems for combining applications: Impact of battery technology and geography. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 112, 978-990.

Pechia, L., Martin, J., Ragozzino, A., Vanzanella, C., Scognamiglio, A., Mirarchi, L. & Morgan, S., (2013). User needs elicitation via analytic hierarchy process (AHP). A case study on a Computed Tomography (CT) scanner. *BMC Medical Informatics and Decision Making*(13).

Peters, J. F., Baumann, M., Zimmermann, B., Braun, J., & Weil, M. (2017). The environmental impact of Li-Ion batteries and the role of key parameters—A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 67, 491-506.

Pierie, F. & van Someren, C.E.J. (2017). Energy Storage Label. *A method for comparing storage systems over all ranges*. Geraadpleegd op https://research.hanze.nl/ws/portalfiles/portal/10687813/Pierie.Energy_Storage_Report_English.pdf

Proost, J. (2019). State-of-the art CAPEX data for water elektrolyzers, and their impact on renewable hydrogen price settings. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(9), 4406-4413.

Provincie Groningen (17 februari 2004). Vergunning ingevolge de Wet Milieubeheer verleend aan AkzoNobel te Delfzijl t.b.v Membraan Elektrolyse Bedrijf (MEB) en Monochloorazijnzuur fabriek (MCA). Geraadpleegd op <https://www.commissiemer.nl/docs/mer/p13/p1325/1325-76vergunning.pdf>

Ren, J., & Ren, X. (2018). Sustainability ranking of energy storage technologies under uncertainties. *Journal of cleaner production*, 170, 1387-1398.

Reijnders, L. (2012). *Scheikunde voor milieuwetenschappen 1*. Open Universiteit, Heerlen.

- Rijksoverheid. (2019a). *Klimaatakkoord*. Geraadpleegd op <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/klimaatverandering/documenten/rapporten/2019/06/28/klimaatakkoord>
- Rijksoverheid. (2019b). *Windenergie op land*. Geraadpleegd op <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/duurzame-energie/documenten/rapporten/2019/04/30/monitor-wind-op-land-2018><https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/duurzame-energie/windenergie-op-land>
- Rydh, C. J. (1999). Environmental assessment of vanadium redox and lead-acid batteries for stationary energy storage. *Journal of power sources*, 80(1-2), 21-29.
- Saaty, R.W. (1987). The analytical hierarchy process -What it is and how it is used. *Mathematical Modelling*(9) No. 3-5, pp. 161-176.
- Schneider Electric. (2011). *Wat is de levensduur van een transformator?* Geraadpleegd op <https://www.se.com/be/nl/faqs/FA34024/>
- Sebastián, R., & Alzola, R. P. (2012). Flywheel energy storage systems: Review and simulation for an isolated wind power system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(9), 6803-6813.
- Sharaf, O. Z., & Orhan, M. F. (2014). An overview of fuel cell technology: Fundamentals and applications. *Renewable and sustainable energy reviews*, 32, 810-853.
- Solar Electric Supply. (2019). *GNB Absolyte Batteries*. Geraadpleegd op <https://www.solarelectricsupply.com/solar-batteries/gnb-absolyte-gp-industrial-sealed-battery>
- Solar Magazine. (2019 a). '700 megawattpiek aan zonne-energieprojecten met SDE+ subsidie in gevaar door vol elektriciteitsnet'. Geraadpleegd op <https://solarmagazine.nl/nieuws-zonne-energie/i20000/700-megawattpiek-aan-zonne-energieprojecten-met-sde-subsidie-in-gevaar-door-vol-elektriciteitsnet>
- Solar magazine. (2019 b). *Netbeheerder Enexis moet nog 4,5 gigawattpiek zonnepanelen aansluiten, experimenten met curtailment*. Geraadpleegd op <https://solarmagazine.nl/nieuws-zonne-energie/i19122/netbeheerder-enexis-moet-nog-4-5-gigawattpiek-zonnepanelen-aansluiten-experimenten-met-curtailment>
- Spath, P.L., Mann, M.K., 2004. Life Cycle Assessment of Renewable Hydrogen Production via Wind/electrolysis. *U.S. National Renewable Energy Laboratory*, Golden, U.S.A.
- Staffell, I., Scamman, D., Abad, A. V., Balcombe, P., Dodds, P. E., Ekins, P., & Ward, K. R. (2019). The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system. *Energy & Environmental Science*, 12(2), 463-491.
- Stenzel, P., Baumann, M., Fler, J., Zimmermann, B., & Weil, M. (2014). Database development and evaluation for techno-economic assessments of electrochemical energy storage systems. In *2014 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)* (pp. 1334-1342). IEEE.
- Stougie, L., Del Santo, G., Innocenti, G., Goosen, E., Vermaas, D., van der Kooi, H., & Lombardi, L. (2019). Multi-dimensional life cycle assessment of decentralised energy storage systems. *Energy*, 182, 535-543.
- Suarez, V. G., Torres, J. L. R., Tuinema, B., Guerra, A. P., & van der Meijden, M. A. M. M. (2018). Integration of Power-to-gas conversion into Dutch electrical ancillary services markets. In *Proceedings of ENERDAY 2018-12th International Conference on Energy Economics and Technology*.
- Suberu, M. Y., Mustafa, M. W., & Bashir, N. (2014). Energy storage systems for renewable energy power sector integration and mitigation of intermittency. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 35, 499-514.
- Tan, X., Li, Q., & Wang, H. (2013). Advances and trends of energy storage technology in microgrid. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 44(1), 179-191.

- Tennet. (2019a). *Milieu*. Geraadpleegd op <https://www.tennet.eu/nl/bedrijf/mvo-en-duurzaamheid/milieu/>
- Tennet. (2019b). *TenneT sluit windparken op Nederlandse Noordzee aan met verbindingen met hoogste capaciteit ter wereld*. Geraadpleegd op (<https://www.tennet.eu/nl/nieuws/nieuws/tennet-sluit-windparken-op-nederlandse-noordzee-aan-met-verbindingen-met-hoogste-capaciteit-ter-were/>)
- TenneT. (2019c). *TenneT opent de balanceringsmarkt voor batterijen via blockchain*. Geraadpleegd op <https://www.tennet.eu/nl/nieuws/nieuws/tennet-opent-de-balanceringsmarkt-voor-batterijen-via-blockchain/>
- Terbijhe, A., Verbruggen, T., de Veth, J. & Pukala, P. (2012). *Energieopslag maakt duurzame energie voorspelbaar*. Geraadpleegd op <https://edepot.wur.nl/350074>
- Tesla. (2019). *Tesla Powerpack*. Geraadpleegd op <https://www.tesla.com/tesla-powerpack?redirect=no#battery-pods>
- TU Delft. (2019a). *Introductie in Energie- & Industriesystemen TB141E*. Geraadpleegd op <http://eduweb.eeni.tbm.tudelft.nl/TB141E/?elektriciteit-balanshandhaving>
- TU Delft. (2019b). *Electrical Sustainable Lab*. Geraadpleegd op <https://www.tudelft.nl/en/eemcs/the-faculty/departments/electrical-sustainable-energy/dc-systems-energy-conversion-storage/electrical-sustainable-power-lab/>
- Unterreiner, L., Jülch, V., & Reith, S. (2016). Recycling of battery technologies—ecological impact analysis using life cycle assessment (LCA). *Energy Procedia*, 99, 229-234.
- Unnerstall, T., (2017). How expensive is an energy transition? A lesson from the German Energiewende. *Energy Sustainable Society* (7), 38.
- Valdivia, P., Barraza, R., Saldivia, D., Gacitúa, L., Barrauto, A. & Estay, D. (2019). Assessment of a Compressed Air Energy Storage System using gas pipelines as storage devices in Chile. *Renewable Energy*, 147, 1251 - 1265.
- Van der Lugt, H. (2019). *We kunnen de economie van de toekomst bouwen*. Geraadpleegd op: <https://energeia.nl/energeia-artikel/40082302/we-kunnen-de-economie-van-de-toekomst-bouwen>
- Van der Veen, A., Van den Noort, A., & Kranenburg-Bruinsma, K. J. (2018). Marktpotentie groene waterstof productiefaciliteiten. *TNO; Enpuls*.
- Van Leeuwen, R.P. de Wit, J.B. & Smit, G.J.M. (2017). Review of urban energy transition in the Netherlands and the role of smart energy management, *Energy Conversion and management* 150, 941-948.
- Vereniging Eigen Huis. (2019, 2 december). *Nieuwe tegenvaller door hogere energierekening dreigt*. Geraadpleegd van <https://www.eigenhuis.nl/actueel/nieuws/2019/12/02/07/00/veh-nieuwe-tegenvaller-door-hogere-energierekening-dreigt#/>
- Verzijlbergh, R., de Vries, L., & Herder, P. (2015). *Routekaart Energieopslag 2030: Systeemintegratie en de rol van energieopslag*. Geraadpleegd op https://pure.tudelft.nl/portal/files/10085465/Systeemintegratie_Eindrapport_Perceel_2_Energieopslag_DNVGL_3_april_2015.pdf
- Wagner, R., & Sauer, D. U. (2001). Charge strategies for valve-regulated lead/acid batteries in solar power applications. *Journal of power sources*, 95(1-2), 141-152.
- Walker, S. B., Mukherjee, U., Fowler, M., & Elkamel, A. (2016). Benchmarking and selection of Power-to-Gas utilizing electrolytic hydrogen as an energy storage alternative. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(19), 7717-7731.
- Wang, W., Luo, Q., Li, B., Wei, X., Li, L., & Yang, Z. (2013). Recent progress in redox flow battery research and development. *Advanced Functional Materials*, 23(8), 970-986.

- Wang, Q., Liu, W., Yuan, X., Tang, H., Tang, Y., Wang, M., ... & Sun, J. (2018). Environmental impact analysis and process optimization of batteries based on life cycle assessment. *Journal of cleaner production*, 174, 1262-1273.
- Weber, S., Peters, J. F., Baumann, M., & Weil, M. (2018). Life cycle assessment of a vanadium redox flow battery. *Environmental science & technology*, 52(18), 10864-10873.
- Wentker, M., Greenwood, M., Asaba, M.C. & Leker, J. (2019). A raw material criticality and environmental impact assessment of state-of-the-art and post-lithium-ion cathode technologies. *Journal of Energy Storage*, Volume 26, Article 101022
- Wessels, G. (2014). Kabels in elektrische installaties verouderen in de loop der tijd en verdienen aandacht. Geraadpleegd op <https://advies-elektrotechniek.nl/kabels-elektrische-installaties-verouderen-de-loop-der-tijd-en-verdienen-aandacht/>
- Windunie. (z.d.). Combinatie wind- en zonne-energie Geraadpleegd van <https://www.windunie.nl/exploitatiediensten/wind-zonne-energie/>
- Wang, G.Z. (2017). *It's Big and Long-Lived, and It Won't Catch Fire: The Vanadium Redox-Flow Battery*. Geraadpleegd op <https://spectrum.ieee.org/green-tech/fuel-cells/its-big-and-longlived-and-it-wont-catch-fire-the-vanadium-redoxflow-battery>
- Winkless, L. (2016). Are Hydrogen Fuel Cell Cars Becoming... Normal?. *Forbes*. Geraadpleegd op <https://www.forbes.com/sites/lauriewinkless/2016/06/01/are-hydrogen-fuel-cell-cars-becoming-normal/>
- Zakeri, B., & Syri, S. (2015). Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. *Renewable and sustainable energy reviews*, 42, 569-596
- Zhang, J., Chen, C., Zhang, X. & Liu, S. (2016). Study on the Environmental Risk Assessment of Lead-Acid Batteries. *Procedia Environmental Sciences*, Volume 31, Pages 873-879
- Zittel, W., Wurster, R., & Bolkow, L. (1996). Advantages and Disadvantages of Hydrogen. *Hydrogen in the Energy Sector*. Systemtechnik GmbH.

Bijlage A: Criteria definities

In dit onderzoek worden verschillende oplossingen voor aansluiten van zonneparken getoetst aan de hand van criteria. Ten behoeve van de consistentie worden dezelfde, onderstaande definities gehanteerd.

1. CO₂-impact

De CO₂ impact van een keten, uitgedrukt in kg CO₂ per kWh geleverd aan de gebruiker, wordt gemeten als:

$$CO_2 \text{ impact} = \frac{\text{Reductie uit levering groene stroom of waterstof} - \text{emissies uit aanleg infrastructuur}}{\text{Overschot energie uit zonneparken in kWh}}$$

Waarbij geldt dat iedere kWh zonnestroom die aan de eindgebruiker wordt geleverd 0,45 kg CO₂-besparing oplevert op basis van de emissiefactor van de Nederlandse energiemix in 2017 (CBS, 2019). Hierbij wordt ervan uitgegaan dat de groene stroom grijze stroom vervangt en met een uitstoot van 0 voor de productie van zonnestroom (waarbij de bouw van het park buiten beschouwing wordt gelaten).⁴

2. Kosten

De kosten worden berekend als totale kosten per kWh, waarbij geldt:

$$\text{Kosten} = \frac{\alpha \times \text{CAPEX} + \text{OPEX}}{\text{Overschot energie uit zonnepark in kWh}}$$

CAPEX = Capital Expenditures = de kosten voor ontwikkeling of levering van niet-verbruikbare onderdelen van een product of systeem (investering).

OPEX = Operating Expenditures = de terugkerende kosten voor een product, systeem of onderneming

alpha = de capital recovery factor. Deze factor neemt mee dat de kosten voor investeringen verdeeld worden over de levensduur en kun je uitrekenen met:

$$\alpha = r / (1 - [(1+r)]^{-n})$$

waarin n = afschrijvingsduur

en r = discount rate

De gebruikte discount rate hangt af van hoe snel je winst(of break even) wil maken. Voor maatschappelijke kosten/baten berekeningen wordt in ontwikkelde landen meestal een discount rate van 4-6% gebruikt. Met een geschatte jaarlijkse inflatie van 2 % wordt de real discount rate dan 2-4%. Op basis hiervan wordt in dit onderzoek de volgende alpha gebruikt voor verschillende gebruiksduur:

⁴ De Nederlandse energiemix zal naar verwachting verder vergroenen de komende jaren dus men kan zich afvragen waarom de casus vergeleken wordt met de huidige emissiefactor. De reden is dat de nieuw aan te sluiten zonneparken onderdeel zijn van de verdere vergroening. Om de impact van het aansluiten van nieuwe zonneparken op de CO₂ goed weer te geven moet deze daarom worden vergeleken met de emissiefactor van de *bestaande* energiemix.

Gebruiksduur	Alpha	Voorbeeld berekening
10 jaar	0,111	Een investering van 1 miljoen euro kost €111.000 per jaar
15 jaar	0,078	Een investering van 1 miljoen euro kost €78.000 per jaar
20 jaar	0,06	Een investering van 1 miljoen euro kost €60.000 per jaar
30 jaar	0,045	Een investering van 1 miljoen euro kost €45.000 per jaar
50 jaar	0,032	Een investering van 1 miljoen euro kost €32.000 per jaar

3. Implementatietijd

Voor de implementatietijd wordt een schatting gegeven van de totale tijd van implementatie in jaren, inclusief planning, vergunningen en aanleg.

4. Andere milieu impacts

Het zoveel mogelijk beperken van broeikasgasemissies is belangrijk in het stimuleren van de transitie naar een duurzame energievoorziening. Onze opdrachtgever is eveneens geïnteresseerd in het zo laag mogelijk houden van milieu-impacts, anders dan die veroorzaakt door CO₂. Dit kan bijvoorbeeld zijn:

- Ecotoxiciteit van gebruikte materialen (herkennen, voorspellen en analyseren van de effecten van potentieel toxische stoffen in het milieu;
- Het gebruik van schaarse, niet-hernieuwbare grondstoffen voor de inrichting van de keten;
- Eventuele veiligheidsoverwegingen, geluidsoverlast of andere potentiële omgevings- en gezondheidseffecten

Bijlage B: Standardisatie en wegingsfactoren

In een multi-criteria analyse wordt een afweging gemaakt tussen verschillende criteria die niet altijd dezelfde eenheid of schaal hebben, bijvoorbeeld kosten in euro's, tijd in jaren en CO₂ in kg's. Om verschillende oplossingen te kunnen vergelijken kan daaro gebruikt gemaakt worden van maximale standardisatie gevolgd door het toepassen van wegingsfactoren die worden vastgesteld op basis van een vragenlijst. De methode wordt hieronder toegelicht. De in dit onderzoek gebruikte vragenlijst en gewogen scores opgenomen in bijlage H.

Maximale standardisatie

In het geval van de maximumstandardisatie wordt de criteriumscore gedeeld door de hoogste score, die behaald wordt door de alternatieven op één specifiek criterium. Als resultaat liggen de waarden tussen de 0 en de 1, met een 1 als hoogste score bij een *batencriterium*. Bij een *kostencriterium* worden kosten van 0 gelijkgesteld aan een score van 1. Hierbij worden de volgende formules gehanteerd:

Voor een batencriterium: Gestandaardiseerde score = $\frac{\text{score}}{\text{hoogste score}}$

Voor een kostencriterium: Gestandaardiseerde score = $1 - \frac{\text{score}}{\text{hoogste score}}$

Deze methode wordt toegepast op de onderzoeksresultaten in tabel B.1.

Tabel B1: *Effectentabel*

Keten	Kosten-Baten (€/kWh)	Implementatietijd (jaar)	CO ₂ -besparing (kg/kWh)
Netverzwareing	0,01	7	0,43
Opslag loodzuur	-0,02	0,5	0,37
Waterstof	0,05	5	0,24

Voorbeeld: standardisatie van 'kosten':

Gestandaardiseerde score voor een **kosten** criterium = $1 - \text{score} / \text{hoogste score}$
 Hoogste score = 0.05

Tabel B2: *Kosten standardisatie*

Keten	Kosten-Baten (€/kWh)	Gestandaardiseerd score	Na correctie
Netverzwareing	0,01	0,8	0,57
Opslag loodzuur	-0,02	1,4	1
Waterstof	0,05	0	0

Door de negatieve kosten van loodzuur is score hoger dan 1. Om te voorkomen dat het kosten criterium wordt overwogen in de totaalscore worden de scores gedeeld door 1.4 zodat alle scores weer tussen 0 en 1 liggen.

Voorbeeld: standaardisatie van 'implementatietijd':

Gestandaardiseerde score = $1 - \text{score} / \text{hoogste score}$.

Hoogste score = 7

Tabel B3: *Implementatietijd standaardisatie*

Keten	Implementatietijd (jaar)	Gestandaardiseerde score
Netverzwaren	7	0
Opslag loodzuur	0,5	0,93
Waterstof	5	0,29

Voorbeeld: Standaardisatie van 'CO₂-impact' :

Gestandaardiseerde score voor een **baten** criterium = $\text{score} / \text{hoogste score}$

Hoogste score = 0.43

Tabel B4: *CO₂ standaardisatie*

Keten	CO ₂ -besparing (kg/kWh)	Gestandaardiseerde score
Netverzwaren	0,43	1
Opslag loodzuur	0,37	0,86
Waterstof	0,24	0,56

Bepalen voorkeuren en wegingsfactoren

Om de 3 criteria paarsgewijs te vergelijken, zijn er tenminste 3 vragen nodig waarbij paarsgewijs wordt afgewogen of een criterium **veel minder** belangrijk, **minder** belangrijk, **even** belangrijk, **belangrijker**, of **veel** belangrijker is dan het alternatief.

De voorkeuren worden paarsgewijs opgenomen. De voorkeur voor een bepaald criterium wordt uitgedrukt in een verbaal oordeel. De oordelen en hun bij behorende scores staan in Tabel B6. Er is gekozen voor een 5 puntschaal.

Tabel B5: *De 5 punt schaal*

Mate van belangrijkheid op een absolute schaal	Verbaal oordeel
1	Even belangrijk
3	Belangrijker
5	Veel belangrijker
2,4	Tussenliggende waarden
Inverse	Omgekeerde waarde (1/3, 1/5 etc)

Iedere paarsgewijze vergelijking krijgt een waarde waarmee een vergelijkingsmatrix wordt gevuld. Een matrix die door ons is ingevuld ter illustratie van de methode is te zien in Tabel B6. De criteria worden tegenover elkaar uitgezet. De getallen geven aan of er en hoe groot de voorkeur is. Wanneer een criterium een voorkeur krijgt, wordt in de tegenovergestelde vergelijking de inverse ingevuld.

Tabel B6: Voorbeeld van een paarsgewijze vergelijkingsmatrix

Criteria	Kosten	Implementatietijd	CO ₂ - emissie
Kosten	1	1/2	1/5
Implementatietijd	2	1	1/5
CO ₂ - emissie	5	5	1
SUM	8	6.5	1.4

Methodiek berekenen gewichten

Hierbij is gekozen voor de "gemiddelde van de genormaliseerde waarden" methode. Dit werkt als volgt:

- Bereken de som van elke kolom (zie Tabel B6)
- Normaliseer elke kolom: alle elementen van een kolom worden gedeeld door de som van de kolom.
- Bereken het gemiddelde van elke rij

De resultaten hiervan zijn te zien in Tabel B7.

Tabel B7: Voorbeeld berekening criteriagewichten:

Criteria	Kosten	Implementatietijd	CO ₂ - emissie	Wegingsfactor
Kosten	$1/8 = 0,125$	$0,5/6,5 = 0,077$	$0.2/1.4 = 0,143$	0,115
Implementatie tijd	$2/8 = 0,25$	$1/6,5 = 0,154$	$0.2/1.4 = 0,143$	0,182
CO ₂ - emissie	$5/8 = 0,625$	$5/6,5 = 0,769$	$1/1.4 = 0,714$	0,702

Berekenen inconsistentie.

Inconsistentie ontstaat als bijvoorbeeld criterium één voorkeur krijgt over criterium twee, criterium twee voorkeur krijgt over criterium drie en criterium drie voorkeur krijgt over criterium één. De mate van consistentie wordt weergegeven door de 'Consistentie Ratio'(CR). De CR wordt in een aantal stappen berekend:

- neem de NIET-genormaliseerde pair-wise comparison matrix en vermenigvuldig elk element in een kolom met het criteriagewicht (zie tabel B8 hier onder)
- bereken de "gewogen som" door ieder element in de rij op te tellen (Tabel B8)
- bereken de ratio van de gewogen som en criteriagewicht (zie Tabel B9)
- lambda max wordt berekend door het gemiddelde te nemen van de verkregen waarden
- bereken de Consistentie Index (C.I.) met de formule: $=(\text{lambda max.} - n) / (n - 1)$ waarbij n het aantal criteria is
- uiteindelijk wordt de Consistency Ratio (C.R.) berekend met de formule $C.I./R.I$ (random index) (vergelijkbaar met bootstrapping)
- Deel de gevonden waarden door de bijbehorende waarde uit de RI tabel (zie Tabel B10)

Een zelf ingevulde matrix inclusief CR berekening is te zien in Tabel B8 & B9. Wanneer de CI hoger is dan 0,1 dan is er sprake van te veel inconsistentie. De proportie van inconsistentie in deze

voorbeeldberekening (0.03) is kleiner dan 0.1 (standaard), daaruit volgt dat de matrix redelijkerwijze consistent is. Daarom kan dan verdergaan worden met het beslissingsproces.

Tabel B8: Voorbeeldberekening gewogen som

Criteria	0,115	0,182	0,702	
Criteria	Kosten	Implementatie tijd	CO ₂ - emissie	Weighted Sum Value
Kosten	1 * 0,115 = 0,115	0,5 * 0,182 = 0,091	0,2 * 0,702 = 0,140	0,346
Implementatie tijd	2 * 0,115 = 0,23	1 * 0,182 = 0,182	0,2 * 0,702 = 0,140	0,552
CO ₂ - emissie	5 * 0,115 = 0,575	5 * 0,182 = 0,91	1 * 0,702 = 0,702	2,187

Tabel B9: Ratio gewogen som en criteriagewicht

Criteria	Weighted Sum Value (WSV)	Criteriagewichten	Ratio van WSV en criteriagewichten
Kosten	0,346	0,115	3
Implementatie tijd	0,552	0,182	3,03
CO ₂ - emissie	2,187	0,702	3,11

Lambda max.=

1) $3 + 3,03 + 3,11 = 9,14$

2) $9,14/3 = 3,046$

Consistency Index = $\lambda_{max} - n / n - 1 = 3,046 - 3/3-1 = 0,023$

Consistency Ratio = $C.I / R.I = 0.023/0.58 = 0,03$

De R.I. waarde bij 3 criteria is af te lezen in Tabel C7.

Tabel B10: Random index tabel

Matrix size	Random consistency index (R/I)
1	0,00
2	0,00
3	0,58
4	0,90
5	1,12
6	1,24
7	1,32
8	1,41
9	1,45
10	1,49

Bijlage C: Casus 'Oosterwolde'

In het gebied rondom onderstation Oosterwolde worden een aantal zonneparken geïnstalleerd en aangesloten op het lokale elektriciteitsnetwerk. Bovendien zijn er ook nog een aantal zonneparken die in ontwikkeling zijn en in de nabije toekomst (1-3 jaar) dienen te worden aangesloten. Voor 2028 is de verwachte totale zonnecapaciteit 175 MW. Met behulp van deze verwachtingen zijn er schattingen gemaakt over het aantal overschrijdingen van het bestaande netwerk en over de benodigde extra netcapaciteit die nodig is om de overschrijdingen op te vangen. Hierbij werd ook de lokale vraag naar elektriciteit meegenomen.

In de casus worden een aantal specifieke aannames gemaakt. Er is mede gebruik gemaakt van interne Liander documenten, te weten een investeringsvoorstel uit 2018 voor uitbreiding Onderstation Oosterwolde alsmede een simulatieprogramma. Voor onze gemeenschappelijke casus is het belangrijk om een waarde te hebben voor de capaciteitoverschrijding (in MW of kW) alsmede voor de energie overschrijding per jaar (in kWh). Voor netverzwaring is de alleen de eerste waarde van belang, de capaciteit van het net dient namelijk genoeg te zijn om de maximale stroom te vervoeren, ook al komt dit maar een aantal keren per jaar voor. Voor opslag zijn allebei de getallen belangrijk.

De criteria kosten en CO₂-impact gaan uitgedrukt worden per energieoverschrijding.

De oorspronkelijke opdracht was om de gevolgen voor een enkel aan te sluiten zonnepark te bestuderen. Echter sommige maatregelen/kosten/mogelijkheden doen zich pas voor bij een groter aanbod van zonnestroom. Daarom is er gekozen om de gehele verwachte capaciteit aan zonnestroom mee te nemen die zal worden aangesloten op het onderstation. De eventuele toekomstige windpark aansluitingen worden buiten beschouwing gelaten. Ook de eventuele toename in lokaal verbruik, door verdergaande elektrificatie van de samenleving, wordt buiten beschouwing gelaten. Dit leidt tot de volgende casus definitie:

Toename in capaciteit

- De capaciteit van een enkel zonnepark is gemiddeld 10 MW.

De capaciteiten van zowel de huidige aanvragen voor aansluiting als de quick scan aanvragen voor de toekomst liggen tussen de 5 en 40 MW. Voor berekeningsdoeleinden is dit vereenvoudigd tot een gemiddelde capaciteit van 10 MW. Dit is dus de maximale capaciteit die alleen op zonnige dagen gehaald zal worden. *Aansluitkosten* voor zonnepark van 5 tot en met 10 MVA inclusief de eerste 25 m kabel zijn €265.137 (Liander, 2019c). Dit zijn gemiddelde prijzen die voor alle aansluitingen gerekend worden. Deze kosten mogen uitsluitend, volgens de elektriciteit wet artikel 2.2.1 (Overheid.nl, z.d.) te maken hebben met de initiële investeringen die gedaan moeten worden om een klant aan te sluiten.

- In het gebied worden een aantal zonneparken geïnstalleerd met een totale capaciteit verwachting voor 2028 van 175 MW.

Voor het gemak betekent dit dan 17.5 zonneparken van 10 MW.

Aanwezige infrastructuur

- De reeds aanwezige netwerkcapaciteit bij station Oosterwolde is 36 MVA

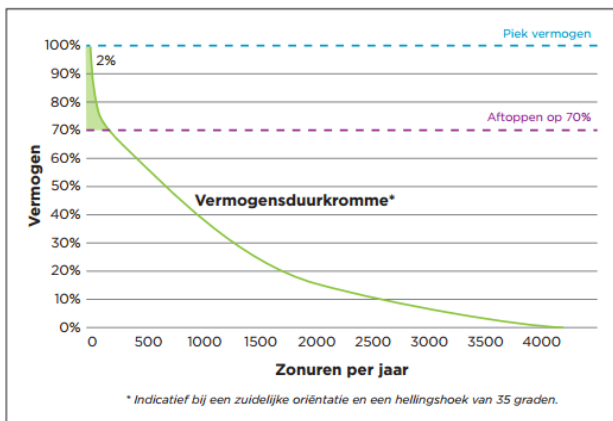
De stationsbelasting van Tennet/Liander 110/10kV onderstation Oosterwolde heeft op dit moment een BZSV (bedrijfszeker stationsvermogen) van 36MVA, maar wordt maximaal met 24MVA belast. De aanname is dat deze niet veranderd in de komende jaren. Van teruglevering door opwek is op stationsniveau nog geen sprake.

Overschrijding van bestaande capaciteit

- Op alle zonneparken wordt aftopping toegepast zodat de maximale capaciteit per zonnepark gereduceerd wordt tot 70% van 10 MW = 7 MW. (Het totale vermogen bedraagt dus 122.5 M).

Aftopping

Zonnepanelen produceren op zonnige dagen veel energie. De maximale pieken komen slechts een klein gedeelte van de tijd voor. Door het omvormervermogen te begrenzen, worden deze pieken niet doorgegeven aan het net. Door het maximale vermogen met 30 % te verminderen wordt er maar 2 a 3% van de totale energie niet gebruikt. In figuur D1 is hiervan een voorbeeld te zien, de oppervlakte onder de grafiek geeft de totale energie weer. Hierdoor is de benodigde capaciteit van het netwerk dus ook 30 % lager omdat het netwerk zo ontworpen wordt dat het de maximale hoeveelheid stroom aan kan.



Figuur D1: Vermogensduurkromme van zonne-energie. Overgenomen van Liander website. Geraadpleegd van https://www.liander.nl/sites/default/files/Liander_inlegvel_Aftop.pdf

Dit reduceert de jaarlijkse hoeveelheid opgewekte energie maar met 3%. Aangezien aftoppen bij zonneparken op dit moment veelvuldig gebeurt in Nederland, is dit hier in deze casus ook gebeurd.

Benodigde infrastructuur

- Het productievermogen zal in eerste instantie met redundantie worden ontworpen (n-1).
- Uitbreiding onderstation met extra dubbele transformator van 80 MVA

De totale zonne-opwek overschrijdt het bedrijfszekervermogen van 36 MVA. De kosten voor een uitbreiding van het onderstation met extra dubbele transformator van 80 MVA zijn 7.5 M€. Deze uitbreiding is pas nodig nadat het totale aangesloten vermogen boven een bepaalde capaciteitsgrens komt. Bij de aansluiting van 175 MW aan zonneparken is dit dus het geval. Dit is ook een van de redenen dat we niet naar één zonnepark kijken, maar naar de totale aangesloten hoeveelheid. De kosten worden verdeeld naar ratio over de zonneparken.

- De afstand die overbrugd moet worden met een kabel tussen een zonnepark en het station is 4.6 km.

Deze schatting is gemaakt door het gemiddelde te nemen van al de kabelafstanden van de toekomstige posities van eventuele zonneparken die bij Liander bekend zijn. De kabel kosten voor het zonnepark bedragen dan €798.337,50. En voor alle parken samen dus 17.5 x zoveel. (Uitleg bedrag: Bij vermogen tussen 5 en 10 MW is de prijs per meter €174.50, waarbij de eerste 25 m kabel niet meegeteld worden (Liander,2019c)

- Kosten voor uitbreiding van Tennet worden meegenomen in de kostenberekening.

Bij deze mate van overschrijding van de beschikbare capaciteit (boven 96 MVA) is ook een uitbreiding van het hoogspanningsnet nodig door Tennet. Deze uitbreiding kost 50 M€ (Deze kosten worden wederom verdeeld over de zonneparken).

Aanname over Elektriciteitsprijs (dit is alleen van belang voor werkpakket 2 en 3)

Voor de kostenberekening bij de 3 ketens is de prijs van elektriciteit ook van belang, daarom is hier ook een realistische aanname nodig:

Op de elektriciteitsbeurs (APX, z.d.) wordt de prijs voor de dag erna bepaald. Deze dagprijs ligt tussen de 3 en 10 cent per kWh (Easy Energy, z.d.). Omdat de maximale zonnestroomproductie meestal in de middag plaatsvindt wanneer de vraag laag is, wordt er in de casus een (minimale) **stroomprijs van 3 cent** gebruikt.

Voor batterijen is bovendien de dagelijkse bandbreedte van belang. Door opslag bij uren met lage prijzen en levering op uren met hoge prijzen zijn extra baten te creëren. De dagelijkse bandbreedte is afhankelijk van het seizoen tussen de 1 en 5 cent, gemiddeld 3 cent. (Dus maximale prijs 6 cent.) Voor het toekomstscenario is het niet bekend of deze bandbreedte zal veranderen. Bij onderzoek in verschillende landen waaronder Duitsland, Italië, Spanje en Australië is er een trend gevonden van dalende elektriciteitsprijzen naarmate er meer energie van wind en zon geproduceerd wordt (Gürtler & Paulsen, 2018). Dit komt omdat de marginale kosten van deze energieën nul zijn. Dit wordt het merit-order effect genoemd. De prijsdaling wordt geschat als ongeveer 1 €/MWh voor iedere extra GWh aan zon of windenergie.

Over de toekomstige bandbreedte is minder overeenstemming tussen de wetenschappers, sommige beweren dat die toeneemt, anderen dat deze zal afnemen. Dus in dit onderzoek wordt voor het 175 MVA-scenario de huidige **bandbreedte van 3 cent** gebruikt.

Bijlage D: Detailweergave criteriatabel - Netverzwaring

CAPEX netverzwaring		Commentaar	Bron
CAPEX aansluiting en kabels (€)	18,610,803.75	aansluitkosten Liander: aansluiting tot en met 10MVA is 265137 euro plus meerlengte: 174,5 euro per meter x 4600 (-25) meter van zonnepark tot onderstation. 17,5 zonneparken.	Liander Tarieven
Levensduur(jr)	40	Tussen 30 en 50 jaar	Advies Elektrotechniek, 2014)
CAPEX (€) transformator+huisje	7.500.000,00	kosten 2x 80 MW transformator	Investeringsvoorstel OS Oosterwolde, Liander, 2018
CAPEX 110 kV lijnverbinding	50.000.000,00	versterking 110 kV lijnverbindingen door Tennet bij C> 96 MVA, 50 Miljoen euro, totale bedrag wordt gebruikt, niet naar ratio	Alternatieven op IV OWD,p 9. Liander 2018
Levensduur transformator (jr)	40	Tussen 30 en 50 jaar	Schneider Electric, 2011; GlobeCore, z.d.
Subtotaal CAPEX per kWh		is $\alpha \times \text{CAPEX}/\text{overschot stroom}$	
Subtotaal CAPEX (30 jaar) per kWh	0,057	α (30 jaar) = 0,045	
Subtotaal CAPEX (40 jaar) per kWh	0.047	α (40 jaar) = 0,037	
Subtotaal CAPEX (50 jaar) per kWh	0,041	α (50 jaar) = 0,032	
OPEX transformator(€)	225.000,00	3 % van CAPEX (schatting Liander).	
Subtotaal OPEX per kWh	0,0037	OPEX/overschot stroom	
Subtotaal CAPEX + OPEX in euro/kWh (50 jaar)	0,044		
Subtotaal CAPEX + OPEX in euro/kWh (30 jaar)	0,0607		
Subtotaal CAPEX+OPEX in euro/kWh (40 jaar)	0,051		
Kosten om 4 % verlies in netwerk te compenseren	0,0012	Groothandelprijs, is 3 cent.	APX
Kosten om onbalans risico af te dekken	0,005	communicatie met prof Mulder, Universiteit Groningen	
Subtotaal extra kosten	0,0062		

Energie-efficiëntie (%)	96,00%	gemiddeld energieverlies in nederlands net is 4 %, moet netbeheerder inkopen	
Opbrengsten/kWh			
Netbeheerdersvergoeding	0,0506	22 % van consumentenstroomprijs (23 cent)	Liander, 2020
TOTALE kosten per kWh (30 jaar)	0,016		
TOTALE kosten per kWh (50 jaar)	0		
TOTALE kosten per kWh bij 40 jaar	0,007	is CAPEX + OPEX+ extra kosten - opbrengsten	

Bijlage E: vermogen en capaciteit van batterij

De verwachting van netbeheerder Liander is dat er in 2028 een aantal zonneparken met een gemiddeld vermogen van 10 MW en een totaal vermogen van 175 MW zullen worden aangesloten. De reeds aanwezige netwerkcapaciteit bij station Oosterwolde is 36 MVA. Er is gebruik gemaakt van een simulatie-tool van Liander voor het uitvoeren van een simulatie om de capaciteitsoverschrijding zowel in vermogen als in energie te berekenen. De twee belangrijkste gegevens hieruit zijn de hoogste piek buiten de stationsgrens van **80,5 MW** en de totale energie buiten de stationsgrens van **60,1 GWh**. Dit laatste is het stroomoverschot. Deze gegevens en het simulatie-tool is verder gebruikt voor het vaststellen van het vermogen en de capaciteit van het in te zetten energieopslagsysteem.

1) Vermogen in te zetten EOS (batterij):

De hoogste piek die dient te worden opgevangen door het energieopslagsysteem bij één zonnepark is afgeleid uit de hoogste piek buiten de stationsgrens van Oosterwolde. Deze is dus **80,5MW**. Uitgaande van één park met een vermogen van 10MW en een totaal van 175MW over alle aan te sluiten parken is het vermogen van het in te zetten EOS: $80,5/17,5 = 4,6\text{MW} = \mathbf{4.600\text{kW}}$

2) Capaciteit in te zetten EOS (batterij):

Voor het bereken van de benodigde capaciteit van het energieopslagsysteem is gebruik gemaakt van het simulatie-tool van Liander en dan meer bepaald van de uitvergroting van gegevens van een dag in de zomer met de meeste uren maximale aaneengesloten overschrijdingsduur. Deze langste overschrijdingsduur is 10 uren (7u30 - 17u30). Tussen 11u15 en 13u komt ook de maximale vermogenspiek van 80,5MW voor. Over de tien uren dient 559,8 MWh te worden opgeslagen. Herleid tot één park wordt dit: $559,8 : 17,5 = 32 \text{ MWh}$ (afgerond) = **32.000kWh**

Tabel E1: Gegevens van simulatie van 9 juli 2017

uur	capaciteitstekort in MW	uur	capaciteitstekort in MW
7:45	-5,6	12:45	-80,5
8:00	-14,7	13:00	-79,5
8:15	-23,4	13:15	-79,5
8:30	-31,8	13:30	-79,5
8:45	-39,7	13:45	-79,3
9:00	-46,3	14:00	-79,5
9:15	-46,3	14:15	-79,5
9:30	-57,9	14:30	-78,1
9:45	-64,3	14:45	-70,6
10:00	-70,1	15:00	-58,1
10:15	-72,9	15:15	-51,0
10:30	-79,2	15:30	-50,6
10:45	-76,9	15:45	-41,3
11:00	-79,8	16:00	-33,6
11:15	-80,5	16:15	-41,4
11:30	-80,5	16:30	-33,9
11:45	-80,5	16:45	-16,8
12:00	-80,5	17:00	-12,1
12:15	-80,5	17:15	-2,5
12:30	-80,5		

Op basis van het simulatie-tool van Liander is vastgesteld dat ongeveer 280 cycli per jaar nodig zijn, waarvan ongeveer 30 met een ontlading van meer dan 80%.

Bijlage F: Detailweergave criteria-tabel - Batterijen

Tabel F1:

CAPEX & OPEX van batterijsystemen per kWh overschot aan stroom. Het gebruik van de vele bronnen voor kosten per kWh van batterijen binnen elke groep leveren een bandbreedte op waarvan de meest en minst gunstige resultaten zijn weergegeven (IRENA, 2017).

Soort batterij	Lithium-ion		Hoge temperatuur batterijen		Redox-flow (vanadium)		Loodzuur (VRLA)	
	best	meest ongunstig	best	meest ongunstig	best	meest ongunstig	best	meest ongunstig
Vermogen batterij (kW)	4.600		4.600		4.600		4.600	
Overschot (kWh) uit zon per jaar	3.436.006		3.436.006		3.436.006		3.436.006	
Capaciteit batterij (kWh)	32.000		32.000		32.000		32.000	
Prestatierange 2020	best	meest ongunstig	best	meest ongunstig	best	meest ongunstig	best	meest ongunstig
CAPEX per kWh capaciteit van de batterij ^(a) in €	127,85	845,29	264,6	488,55	194,9	649,66	72,41	326
CAPEX batterij in €	4.091.200	27.049.280	8.467.200	15.633.600	6.236.800	20.789.120	2.317.120	10.432.000
Levensduur (j) ^(b)	15	15	15	15	15	15	15	15
Alpha	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078
Kosten batterij per kWh stroomoverschot in € ^(c)	0,093	0,614	0,192	0,355	0,142	0,472	0,053	0,237
CAPEX per kW omvormer €	50,06	128,86	50,06	128,86	50,06	128,86	50,06	128,86
CAPEX omvormer voor batterij kW in €	230.276	592.756	230.276	592.756	230.276	592.756	230.276	592.756
Levensduur (j)	20	20	20	20	20	20	20	20
Alpha	0,061	0,061	0,061	0,061	0,061	0,061	0,061	0,061
Kost omvormer voor batterij per kWh in €	0,004	0,011	0,004	0,011	0,004	0,011	0,004	0,011
Subtotaal CAPEX per kWh in €	0,097	0,625	0,196	0,365	0,146	0,482	0,057	0,247
OPEX per kWh ^(d) in €	0,001	0,009	0,003	0,005	0,002	0,007	0,001	0,004
Subtotaal CAPEX & OPEX per kWh in €	0,098	0,634	0,120	0,371	0,148	0,490	0,058	0,251

^(a)Kosten voor batterijen uit de lithiumfamilie zijn volgens IRENA (2017) homogeen. De lithium-titanaat (LTO) batterij, welke slechts een beperkte mondiale productie kent en daarom nog niet commercieel interessant is, zorgt voor de bovengrens van de prijs per kWh van de lithium-ion batterijen (854.29€). Voor de overige lithium-ion batterijen bedraagt de minst gunstige prijs 700€ per kWh capaciteit. Prijzen zijn omgezet uit Amerikaanse dollar (2017) aan een wisselkoers van 1USD = 0.84€

^(b) De levensduur van de batterijen is deze gegeven door Verzijlbergh, de Vries & Herder (2015) met uitzondering van redox-flowbatterijen waarvoor in de literatuur geen eenduidigheid bestaat. Ekman & Jensen (2010) en Verzijlbergh et al. (2015) en Yang

drukken de leeftijd uit in jaren (10 - 20jaar) terwijl Divya & Østergaard (2009), Yang (2017), IRENA (2017) en Jiang, Sun, Wei, Wu, Shyy & Zhao (2020) de leeftijd geven in cycli (10.000 tot 20.000)

^(c) Kosten batterij per kWh stroomoverschot in € = CAPEX batterij in € * alpha

Overschot (kWh) uit zon per jaar

^(d) OPEX per kWh stroomoverschot is 1.5% van CAPEX volgens het cost-of-service-tool van IRENA (2017). Opbrengsten van de batterijsystemen per kWh overschot aan stroom. De totale kost/opbrengst per kWh overschot aan stroom verwerkt CAPEX en OPEX-kosten uit bovenstaande tabel mee.

Tabel F2:

Opbrengsten van de in de shortlist opgenomen batterijsystemen per kWh overschot aan stroom. De totale kost/opbrengst per kWh overschot aan stroom verwerkt CAPEX en OPEX-kosten uit bovenstaande tabel mee.

Soort batterij	Lithium-ion		Hoge temperatuur batterijen		Redox-flow (vanadium)		Loodzuur (VRLA)	
	best	meest ongunstig	best	meest ongunstig	best	meest ongunstig	best	meest ongunstig
Prestatierange 2020								
Opgeslagen kWh (overschrijden bedrijfszeker vermogen)	3.436.006	3.436.006	3.436.006	3.436.006	3.436.006	3.436.006	3.436.006	3.436.006
Energie-efficiëntie batterij (%) ^(a)	99	81.4	93.1	71	87.7	61.9	93.1	75.9
Stroom in kWh uit batterij per kWh opgeslagen	0,99	0,814	0,931	0,71	0,877	0,619	0,931	0,759
Opbrengst in € per kWh ^(b)	0,0297	0,0244	0,0279	0,0213	0,0263	0,019	0,02793	0,023
Energie-efficiëntie (%) netwerk ^(c)	96	96	96	96	96	96	96	96
Stroom bij gebruiker per kWh geleverd na opslag	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
Kosten om verlies door netwerk en aftoppen te compenseren per kWh in €	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012
Vergoeding netbeheerders	0,0506	0,0506	0,0506	0,0506	0,0506	0,0506	0,0506	0,0506
TOTALE kost per kWh in € ^(d)	0,02	0,56	0,12	0,30	0,07	0,42	-0,02	0,18

^(a) Gegeven zijn de roundtrip efficiënties uit het IRENA-rapport (2017), dit betreft het percentage elektriciteit dat verloren gaat bij het laden en ontladen van de batterij.

^(b) Opbrengsten zijn berekend als (efficiëntie * verkoopprijs) - (efficiëntie * inkoopprijs). Bv: bij lithium-ion (best case): (0,99 * 0.06) - (0,99 * 0.03) = 0.0297

^(c) Het gemiddelde energieverlies in het Nederlandse net moet de netbeheerder inkopen (4%). Bij peakshaving gaat 3% verloren maar deze compenseert de netbeheerder niet (zie werkpakket 1)

^(d) Totale kost per kWh in € is het resultaat van het in bijlage C berekende "subtotaal CAPEX & OPEX per kWh in €" waarbij "kosten om verlies door netwerk en peakshaving te compenseren" zijn bijgeteld en vervolgens "opbrengst in € per kWh" en "vergoeding netbeheerders" zijn van afgetrokken.

Bijlage G: Criteria-tabel - Waterstof

Zie Bijlage 2B en 2C in rapportage werkpakket 3 (Jansen, 2020) voor berekeningen gebruik waterstof voor industrie en stationaire brandstofcel.

	PEM, 4,5 MW (bij park), Gebruik H ₂ in vervoer	PEM, 80 MW Gebruik H ₂ in vervoer	Alkaline, 122,5 MW Gebruik H ₂ in vervoer
CASUS			
Totaal vermogen in kW	nvt	nvt	122,500
Capaciteitstekort in kW	4,571	80,000	nvt
kWh uit zon (totaal)	nvt	nvt	184,400,000
Overschot in kWh per jaar	3,436,006	60,130,100	60,130,100
Grijze stroom (voor alkaline)	nvt	nvt	80,482,500
CAPEX			
Kosten aansluitingen park - onderstation (kabels)	€ 0,00	€ 18,610,804	€ 18,610,804
Kosten kabels per kWh	nvt	€ 0,014	€ 0,014
CAPEX hele installatie per kW	€ 1,000	€ 700	€ 550
Waarvan:			
CAPEX electrolyzers (stack)	€ 1,600,000	€ 19,600,000	€ 23,581,250
Levensduur	10 jaar	10 jaar	10 jaar
Alpha (10 jaar)	0,111	0,111	0,111
Kosten elektrolyzers per kWh	€ 0,052	€ 0,036	€ 0,044
CAPEX randapparatuur	€ 2,971,429	€ 36,400,000	€ 43,793,750
Levensduur randapparatuur	20 jaar	20 jaar	20 jaar
Alpha (20 jaar)	0,060	0,060	0,060
Kosten randapparatuur per kWh	€ 0,052	€ 0,036	€ 0,044
Eenmalige installatiekosten	€ 1,371,429	€ 11,200,000	€ 13,475,000
Alpha (50 jaar)	0,032	0,032	0,032
Installatiekosten per kWh	€ 0,013	€ 0,006	€ 0,007
Subtotaal CAPEX per kWh	€ 0,116	€ 0,092	€ 0,108
OPEX per kWh (incl, water, ex stroom)	€ 0,002	€ 0,002	€ 0,002
Subtotaal CAPEX + OPEX per kWh	€ 0,12	€ 0,09	€ 0,11

Productie H₂ en Efficiëntie			
Energieverbruik installatie (in kWh per Nm ³)	5,5	5,25	5,0
Totale productie H ₂ in m ³ / jr	624728	11,453,352	52976500
Productie in kg / jr	56151	1,029,427	4761528
Productie in kg per kWh	0,016	0,017	0,018
Geproduceerde energie in kWh	1871499	34,310,812	158701722
Energie-Efficiëntie	54,5%	57,1%	59,9%
Opbrengsten			
Opbrengsten H ₂ per kg	€ 5,00	€ 5,00	€ 5,00
Transportkosten H ₂ per kg	0,77	0,77	0,77
Opbrengsten H ₂ per kWh	€ 0,07	€ 0,07	€ 0,08
Stroomprijs kWh (inkoop)	€0,03	€ 0,030	€ 0,053
Opbrengsten per kWh overschot	€ 0,04	€ 0,04	€ 0,10
TOTALE opbrengsten per kWh (overschot)			
	-€ 0,08	-€ 0,05	-€ 0,01
CO₂			
CO ₂ uit bouw installatie per jaar, in kg	11598	202960	310783
CO ₂ uit elektrolyser bouw, per kWh overschot	0,0034	0,0034	0,0052
CO ₂ uit gebruik grijze stroom, per aangesloten kWh	nvt	nvt	1,53
CO ₂ reductie uit vervangen diesel in kg per jaar	0,23	0,24	1,11
TOTALE CO₂ reductie per kWh	0,23	0,24	-0,43

Bijlage H: Vragenlijst

Voor het vaststellen van wegingsfactoren is onderstaande vragenlijst gebruikt (zie bijlage B voor een uitleg van de methode).

Om beantwoording van de vragen makkelijker te maken is ervoor gekozen om concrete antwoordopties te geven, met een bandbreedte die op basis van dit onderzoek realistisch werd geacht. Een voorbeeld is 'implementatietijd' en 'kosten'. Met conversie naar waterstof kunnen zonneparken 2 jaar eerder worden aansluiten dan met de netverzwaring, echter de kosten zijn 4 cent meer per kWh geleverde stroom. Aangezien de consumenten stroomprijs circa 20-22 cent bedraagt, komt dit neer op een 20% hogere stroomprijs indien de extra kosten volledig worden doorgerekend aan de consument. Deze optie, waarbij de prijs wel 20% mag stijgen om een park 2 jaar eerder aan te sluiten, is vervolgens genomen als het antwoord dat gelijk staat aan "implementatietijd is belangrijker dan kosten" (indien dit gekozen wordt, worden de gewogen scores dus iets aangepast in de het voordeel van waterstof boven netverzwaring).

De antwoorden hoeven niet *exact* de realiteit weer te geven. Het voornaamste doel is te bepalen wat de stakeholder **even** belangrijk, **belangrijker** of **veel** belangrijker vindt zodat relatieve wegingsfactoren bepaald kunnen worden. Daar met name de resultaten voor batterijen en netverzwaring relatief dicht bij elkaar liggen is een kleine indicatie van voorkeuren al voldoende om iets over het eindresultaat te kunnen zeggen.

Gebruikte vragenlijst:

1 Hoe belangrijk vindt u het beperken van CO₂-emissie in vergelijking tot de kosten voor elektriciteit voor de consument?

Het aansluiten van zonneparken zorgt voor het verminderen van de CO₂ -emissie in Nederland. De manier waarop deze zonneparken worden aangesloten bepaalt hoeveel CO₂ -emissie er bespaard wordt. De ene manier geeft meer besparing dan de andere, maar daar kunnen wel extra kosten aan verbonden zijn, die kunnen resulteren in een hogere stroomprijs.

Markeer slechts één antwoord.

- a) Voor 25% CO₂-besparing mag stroom wel 75% meer kosten
- b) Voor 25% CO₂-besparing mag stroom wel 50% meer kosten
- c) Voor 25% CO₂-besparing mag stroom ook 25% meer kosten
- d) Voor 25% CO₂-besparing mag stroom slechts 10% meer kosten
- e) 25% CO₂-besparing mag geen extra kosten met zich meebrengen

2 Hoeveel jaar bent u bereid om de bouw van zonneparken uit te stellen, om straks 15% meer CO₂ te kunnen besparen?

De bouw van een zonnepark kost op dit moment ongeveer 1 jaar. Het aansluiten van een zonnepark kan, afhankelijk van de gekozen oplossing, langer duren en daarmee vertraging opleveren voordat de groene stroom gebruikt kan worden. Daar staat tegenover dat sommige oplossingen die langer duren een grotere CO₂-besparing kunnen opleveren, bijvoorbeeld omdat minder groene stroom verloren gaat of minder materialen voor de bouw nodig zijn.

Markeer slechts één antwoord.

- a) 15% extra CO₂-besparing mag 0 jaar vertraging opleveren
- b) 15% extra CO₂-besparing mag 3 maanden vertraging opleveren
- c) 15% extra CO₂-besparing mag 1 jaar vertraging opleveren
- d) 15% extra CO₂-besparing mag 5 jaar vertraging opleveren
- e) 15% extra CO₂-besparing mag 7 jaar vertraging opleveren

3 Grootschalige aanpassingen aan het net kosten tijd. Het omzetten in waterstof of opslaan in batterijen kan ervoor zorgen dat zonneparken eerder aangesloten kunnen worden. Hoeveel mag de consumentenstroomprijs naar uw mening stijgen om zonneparken 2 jaar eerder aan te kunnen sluiten?

Ter referentie: de stroomprijs voor consumenten is nu circa 20 cent per kWh

Markeer slechts één antwoord.

- a) 0 % hogere stroomprijs
- b) 5 % hogere stroomprijs
- c) 10% hogere stroomprijs
- d) 20% hogere stroomprijs
- e) 50% hogere stroomprijs

Zijn er naar uw mening nog andere criteria of belangen die uiterst belangrijk zijn om mee te nemen in een afweging tussen de verschillende opties voor het aansluiten van nieuwe zonneparken?

[open vraag]

Antwoorden en gewogen scores

Tabel H1:

Gestandaardiseerde resultaten voor kosten, CO₂-reducties en implementatietijd en bijhorende criteriagewichten, op basis van 3 consistent ingevulde vragenlijsten

	Netverzwaring	Loodzuur batterijen	Conversie naar waterstof
Kosten in per kWh (gestandaardiseerd)	0,57	1	0
Gewogen (factor 0,58)	0,33	0,58	0
CO ₂ -reductie per kWh (gestandaardiseerd)	1	0,86	0,56
Gewogen (factor 0,26)	0,26	0,22	0,15
Implementatietijd (Gestandaardiseerd)	0	0,93	0,29
Gewogen (factor 0,15)	0	0,14	0,43
Totaalscore:	0,59	0,94	0,19

Tabel H2:

Gestandaardiseerde resultaten voor kosten, CO₂-reducties en implementatietijd en bijhorende criteriagewichten, op basis van 3 consistente + 4 inconsistente ingevulde vragenlijsten

	Netverzwaring	Loodzuur batterijen	Conversie naar waterstof
Kosten in per kWh (gestandaardiseerd)	0,57	1	0
Gewogen (factor 0,50)	0,285	0,50	0
CO ₂ -reductie per kWh (gestandaardiseerd)	1	0,86	0,56
Gewogen (factor 0,27)	0,27	0,23	0,15
Implementatietijd (Gestandaardiseerd)	0	0,93	0,29
Gewogen (factor 0,23)	0	0,21	0,07
Totaalscore:	0,55	0,94	0,22



InCompany **Milieuadvies**

faculteit Management, Science & Technology,
Vakgroep Science
Open Universiteit
Postbus 2960
6401 DL Heerlen, NL
tel. +31 45 576 2877
secretariaat.mst@ou.nl
www.ou.nl/nw
www.Incompany-milieuadvies.nl

