

ENERGIEOPSLAG VOOR DE WATERSCHAPPEN: BOUWSTENEN VOOR AMBITIE EN BELEID



RAPPORT

2020
38

ENERGIEOPSLAG VOOR DE WATERSCHAPPEN:
BOUWSTENEN VOOR AMBITIE EN BELEID

RAPPORT

2020

38

ISBN 978.90.5773.896.8



COLOFON

UITGAVE Stichting Toegepast Onderzoek Waterbeheer
Postbus 2180
3800 CD Amersfoort

AUTEURS Rob Gerwen, DNV GL
Bart in 't Groen, DNV GL
Jasper Hendricks, DNV GL
Ben Römgens, DNV GL

BEGELEIDINGSCOMMISSIE

Leon Klein Tank, Waterschap Rijn en IJssel
Frank Groot, Hoogheemraadschap Hollands Noorderkwartier
Tjitse Mollema, Waterschap Noorderzijlvest
Roelof Gort, Waterschap Drents Overijsselse Delta (tot juli 2020)
Gertjan Brand, Waterschap Drents Overijsselse Delta
Björn Prudon, Waterschap Rivierenland
Ina Elema, Unie van Waterschappen
Michel Masseus, Waterschap Drents Overijsselse Delta
Freya Ruijs, Waternet
Wobke Gerritsen, Waterschap Rivierenland
Jeremy Versteegh, Hoogheemraadschap Hollands Noorderkwartier
Marco van Schaik, STOWA

FOTO OMSLAG Rioolwaterzuivering Eversteoog op Texel, Hoogheemraadschap Hollands Noorderkwartier
DRUK Kruyt Grafisch Adviesbureau
STOWA STOWA 2020-38
ISBN 978.90.5773.896.8

Copyright Teksten en figuren uit dit rapport mogen alleen worden overgenomen met bronvermelding.
Disclaimer Deze uitgave is met de grootst mogelijke zorg samengesteld. Niettemin aanvaarden de auteurs en de uitgever geen enkele aansprakelijkheid voor mogelijke onjuistheden of eventuele gevolgen door toepassing van de inhoud van dit rapport.

TEN GELEIDE

AAN DE SLAG MET HET OPSLAAN VAN ENERGIE?

Opslag van energie zal een belangrijk onderdeel vormen van energiesystemen van de toekomst. Kunnen waterschappen hierbij ook een rol spelen? Dit rapport levert de organisatorische en technische bouwstenen voor elk waterschap om een eigen beleid en ambitie wat betreft energieopslag te formuleren.

De waterschappen hebben afgesproken om in 2025 energieneutraal te zijn. Dat doen ze in eerste instantie door energie te besparen en hun eigen energie duurzaam op te wekken. Bijdragen aan de opgave om energie op te slaan zou een volgende stap kunnen zijn.

Het rapport verkent de mogelijke rollen voor het waterschap, de juridische speelruimte en de organisatie van energieopslag. Het beschrijft technieken die voor waterschappen relevant zijn. Aan de hand van een aantal cases wordt beschreven hoe het waterschap alleen of samen met andere partijen energie kan opslaan. Hieruit blijkt dat energieopslag momenteel enkel in specifieke situaties een positieve businesscase oplevert. Dit zal veranderen nu het aanbod van wind- en zonne-energie snel groeit. Ook zullen de kosten voor energieopslag dalen naarmate de technologie aan populariteit wint.

Het is aan de waterschappen om te bepalen in hoeverre zij zelf aandeel in de ontwikkeling van energieopslag willen hebben, en in welke rol. Met de rekentool die bij dit rapport geleverd wordt, kunnen waterschappen zelf een eerste kwantitatieve inschatting maken van de financiële haalbaarheid van een energieopslagproject op een specifieke locatie.

Dit project is onderdeel van WARES, het onderzoeksprogramma voor Waterbeheer en Regionale Energiestrategieën van STOWA en de Unie van Waterschappen. Het programma wordt mede mogelijk gemaakt door financiering van het ministerie van Binnenlandse Zaken en Koninkrijksrelaties.

Joost Buntsma
Directeur STOWA

DE STOWA IN HET KORT

STOWA is het kenniscentrum van de regionale waterbeheerders (veelal de waterschappen) in Nederland. STOWA ontwikkelt, vergaart, verspreidt en implementeert toegepaste kennis die de waterbeheerders nodig hebben om de opgaven waar zij in hun werk voor staan, goed uit te voeren. Deze kennis kan liggen op toegepast technisch, natuurwetenschappelijk, bestuurlijk-juridisch of sociaalwetenschappelijk gebied.

STOWA werkt in hoge mate vraaggestuurd. We inventariseren nauwgezet welke kennisvragen waterschappen hebben en zetten die vragen uit bij de juiste kennisleveranciers. Het initiatief daarvoor ligt veelal bij de kennisvragende waterbeheerders, maar soms ook bij kennisinstellingen en het bedrijfsleven. Dit tweerichtingsverkeer stimuleert vernieuwing en innovatie.

Vraaggestuurd werken betekent ook dat we zelf voortdurend op zoek zijn naar de 'kennisvragen van morgen' – de vragen die we graag op de agenda zetten nog voordat iemand ze gesteld heeft – om optimaal voorbereid te zijn op de toekomst.

STOWA ontzorgt de waterbeheerders. Wij nemen de aanbesteding en begeleiding van de gezamenlijke kennisprojecten op ons. Wij zorgen ervoor dat waterbeheerders verbonden blijven met deze projecten en er ook 'eigenaar' van zijn. Dit om te waarborgen dat de juiste kennisvragen worden beantwoord. De projecten worden begeleid door commissies waar regionale waterbeheerders zelf deel van uitmaken. De grote onderzoeklijnen worden per werkveld uitgezet en verantwoord door speciale programmacommissies. Ook hierin hebben de regionale waterbeheerders zitting.

STOWA verbindt niet alleen kennisvragers en kennisleveranciers, maar ook de regionale waterbeheerders onderling. Door de samenwerking van de waterbeheerders binnen STOWA zijn zij samen verantwoordelijk voor de programmering, zetten zij gezamenlijk de koers uit, worden meerdere waterschappen bij één en het zelfde onderzoek betrokken en komen de resultaten sneller ten goede aan alle waterschappen.

De grondbeginselen van STOWA zijn verwoord in onze missie:

Het samen met regionale waterbeheerders definiëren van hun kennisbehoeften op het gebied van het waterbeheer en het voor én met deze beheerders (laten) ontwikkelen, bijeenbrengen, beschikbaar maken, delen, verankeren en implementeren van de benodigde kennis.

1

SAMENVATTING

Dit rapport levert een brede visie op de mogelijkheden van energieopslag voor de waterschappen en is hoofdzakelijk bedoeld als een inspiratiedocument voor verder beleid aangaande energieopslag binnen de waterschappen.

De kern achter de vraag naar energieopslag is de verwachting dat variabele duurzame elektriciteitsopwekking (typisch zon-PV en windturbines) een belangrijke bijdrage gaat leveren aan de totale elektriciteitsopwekking. Dit kan gelden op zowel Europees, landelijk als lokaal niveau. Voor waterschappen is dit lokale niveau van belang.

Energieopslag draagt bij aan het beter afstemmen van vraag en aanbod en kan zodoende een belangrijke bijdrage leveren aan de klimaatambities van een waterschap. Keuzes voor energieopslag vanuit de doelen van het waterschap of van de energieregio's hangen nauw samen met de geformuleerde ambities, de gekozen mix aan energiebronnen, wetgeving (bijvoorbeeld de nieuwe energie en warmtewet, CO₂-prijzen), de beschikbare ruimte (bovengronds, ondergronds en op het elektriciteitsnet) en de rol die andere stakeholders zoals gemeenten, woningcorporaties, bedrijven en netbeheerders willen pakken.

De rol van het waterschap in de energietransitie en meer specifiek bij energieopslag kan daarbij variëren van terrein beschikbaar stellen (verhuren), met kennis bijdragen aan onderzoek, consortiumvorming, business case ontwikkelen, financieel participeren (als co-gebruiker) en/of (mede) eigenaar of een rol als launching customer.

Keuzes ten aanzien van energieopslag kunnen het beste in overleg met netbeheerder en andere belangrijke stakeholders in de energieregio genomen worden. Andere kaders hebben betrekking op de ruimte die energieopslag inneemt. Met een duidelijk beleid en een energieopslagplan kan een waterschap sturing geven aan het gebruik en voorkomen dat suboptimaal gebruik gemaakt wordt van de ruimte.

Deze paper neemt als uitgangspunt energieopslag in combinatie met het verbruik van de betreffende rioolwaterzuiveringsinstallatie (RWZI) en het potentieel aan duurzame elektriciteitsopwekking. Recapitulerend is de kernvraag hoe RWZI's het best kunnen omgaan met een mogelijk overschot aan opwekking van duurzame energie op hun terrein. Elektriciteit wordt opgeslagen op het moment dat er een overschot aan duurzame productie is en wordt gebruikt voor energielevering op het moment dat daar vraag naar is. Dit hoeft niet direct in de vorm van elektriciteit te zijn. Er kunnen overwegingen zijn om deze elektriciteit eerst om te zetten in bijvoorbeeld waterstof of warmte. Dit is onder andere een economische afweging waarbij de meerkosten van een investering in een elektrische boiler of electrolyser moeten worden afgewogen tegen de meerwaarde van de geleverde warmte of waterstof.

Enkele energieopslagtechnologieën die relevant kunnen zijn voor de waterschappen zijn verder uitgediept in o.a. werking, huidige ontwikkeling en de mogelijke inzet voor de waterschappen. Een korte samenvatting hiervan kan als volgt worden gegeven:

- Lithium-ion batterijen
Bijna elk energieopslagproject dat in de laatste jaren is gerealiseerd maakt gebruik van lithium-ion (Li-ion) batterijen voor stationaire power-to-power energieopslag. De prognose is dat de inzet van Li-ion zal blijven groeien in de periode 2020-2030 gedreven door een sterke kostendaling van de technologie.
- Redox flow batterijen
Mogelijke competitie voor Li-ion batterijen als het gaat om stationaire opslag, maar tot op heden geen vergelijkbare schaalgrootte en volwassenheid van techniek.
- Waterstof
Veelbelovende optie als CO₂-neutrale energiedrager. De grootste barrière is vooralsnog de kosten.
- Methaan
Kan mogelijk worden ingezet als e-fuel, maar direct gebruik van waterstof is logischer als er gekeken wordt naar bijvoorbeeld efficiëntie. Eventuele omzetting van waterstof in ammonia wordt als kansrijker gezien.
- Aquifer Thermal Energy Storage (ATES)
In Nederland veel toegepast in de gebouwde omgeving (woningen en utiliteitsgebouwen), maar ook in de industrie (bijvoorbeeld glastuinders). Geschiktheid van de bodem en juridische haalbaarheid spelen een belangrijke rol.
- Tank Thermal Energy Storage (TTES)
In Nederland met name in de glastuinbouw ingezet. Technische/economische aspecten en juridische haalbaarheid spelen hier wederom een belangrijke rol.
- Elektrische voertuigen (EVs)
EVs kunnen (afhankelijk van het aantal en de laadinfrastructuur) een potentieel vergelijkbare oplossing bieden als stationaire Li-ion batterijopslag. Er kan het beste worden gekeken naar eventuele slimladen oplossingen op parkeerterreinen, in de toekomst mogelijk in combinatie met vehicle-to-grid (V2G).

Een reeks use cases voor het gebruik van overschotten aan elektriciteit in combinatie met opslag zijn in deze paper kwalitatief onderzocht. Deze use cases bestaan uit een combinatie van technologie en regelstrategie. Enkele opties zijn op basis van overleg met de begeleidingscommissie en de termijn waarop deze gaan spelen verder uitgewerkt in een techno-economische analyse onderbouwd door een highlevel rekenmodel, deze zijn als volgt:

1. Piekreductie en het voorkomen van netverzwaring met batterijopslag
2. Maximalisatie van eigenverbruik duurzame energie met batterijopslag
3. Warmtelevering aan een warmtedistributiesysteem op basis van een warmtepomp en ondergrondse opslag.

Factoren die van invloed zijn op de financiële haalbaarheid van deze use cases zijn het restverbruik van de RWZI, het aandeel duurzame elektriciteitsopwekking, de technische eigenschappen van het systeem, de kosten- en batenstromen, en de regelstrategie in combinatie met het verwachte aantal draaiuren.

Voor elk van deze opties is een duerkromme berekend welke duidelijk laat zien wat het aandeel is van opslag in combinatie met het energieverbruik en opwekking bij een RWZI. Ook is er een inschatting gegeven van de kosten en baten van een dergelijk systeem.

Uit de analyse voor case 1 blijkt dat het aantal draaiuren beperkt is en voor deze specifieke use case de baten van een kleinere netaansluiting en meer inkomsten uit elektriciteitsverkoop nog niet opwegen tegen de kosten van een opslagsysteem. Voor case 2 gelden een hoger aantal draaiuren en meer inkomsten uit vermeden elektriciteitsverkoop, maar is er nog steeds een maximale netcapaciteit nodig voor dagen waarop er weinig tot geen zon of wind beschikbaar is.

De analyse voor beide cases betekent echter niet dat een dergelijk opslagsysteem nog niet commercieel aantrekkelijk kan zijn. Duidelijk wordt de noodzaak om een systeem zoveel mogelijk draaiuren te laten maken. Door het systeem in te zetten voor meer dan één toepassing kunnen er extra batenposten worden gerealiseerd. Zo kunnen bijvoorbeeld naast piekreductie ook systeemdiensten zoals frequentiesturing aan worden geboden op momenten dat er geen piekreductie nodig is en het opslagsysteem niet actief wordt gebruikt. Frequentiesturing is een systeemdienst die nu al door een aantal commerciële partijen wordt aangeboden vanwege de positieve business case en korte terugverdientijd. Dit vormt een uitdaging voor de regelstrategie van het systeem, maar wordt in veel huidige projecten toegepast. Een interessante optie kan zijn om als waterschap, in de rol van aanjager, een derde partij in te schakelen die de optimalisering en operatie van de batterij voor zijn rekening neemt.

Naast optimalisering zal de verwachte kostendaling voor Li-ion batterijen, en daarmee ook de kosten van stationaire batterijopslag, in de nabije toekomst een significante invloed gaan hebben op de financiële haalbaarheid van dergelijke projecten.

In het geval van warmtelevering aan een warmtedistributienet door middel van de combinatie van een ATES en warmtepompsysteem is de levering van extra warmte de grootste batenpost. Een ATES/warmtepompsysteem zal zich moeten richten op basislast (het hele jaar door) en middenlast (gemiddelde seizoen variatie). Waar het optimum ligt, hangt af van veel factoren, onder andere het verschil in warmteprijs tussen de zomer en de winter. Ook hier moet goed worden gekeken naar de investeringskosten van een dergelijk systeem, de optimalisatie zal per specifiek project moeten worden onderzocht.

Het bij dit rapport behorende rekenmodel biedt een concreet handvat voor een eerste inschatting van de mogelijkheden voor energieopslag per zuiveringslocatie, gebaseerd op de verwachte duurzame energieproductie en verbruik.

ENERGIEOPSLAG VOOR DE WATERSCHAPPEN: BOUWSTENEN VOOR AMBITIE EN BELEID

INHOUD

	TEN GELEIDE	
	DE STOWA IN HET KORT	
1	SAMENVATTING	
2	INLEIDING	1
3	ROL VAN WATERSCHAP IN ENERGIEOPSLAG	3
3.1	Doel energieopslag voor waterschappen	3
3.2	Mogelijke rol waterschap bij energieopslag	5
3.3	Juridische ruimte voor bijdragen aan de energietransitie	7
3.4	Berekenen van de broeikasgasuitstoot	8
3.5	Organisatie en stakeholders	8
3.6	Subsidies voor energieopslag	10
4	ENERGIEOPSLAGTECHNOLOGIEËN	12
4.1	Overzicht energieopslagtechnologieën	12
4.2	Selectie energieopslagtechnologieën voor de waterschappen	14
	4.2.1 Li-ion batterij	14
	4.2.2 Redox flow batterij	16
	4.2.3 Waterstof	18
	4.2.4 Methaan	22
	4.2.5 Aquifer Thermal Energy Storage (ATES)	23
	4.2.6 Tank Thermal Energy Storage (TTES)	26
	4.2.7 Elektrische voertuigen (Smart charging/Vehicle-to-grid)	27

5	FINANCIELE HAALBAARHEID ENERGIEOPSLAG	30
5.1	Elektriciteitsvraag en aanbod	30
5.2	Overzicht van mogelijke energieopslag use cases	31
5.2.1	Opties voor energieopslag	31
5.2.2	Piekreductie en voorkomen van netverzwaring	32
5.2.3	Maximalisatie van eigenverbruik duurzame energie	32
5.2.4	Warmtelevering voor industrie/processen	33
5.2.5	Warmtelevering aan warmtedistributiesysteem (boiler)	34
5.2.6	Warmtelevering aan warmtedistributiesysteem (warmtepomp)	34
5.2.7	Waterstofproductie (directe invoeding in het gasnet)	35
5.2.8	Waterstofproductie (levering aan industrie via tubetrailer)	36
5.2.9	Methaanproductie (directe invoeding in het gasnet)	37
5.3	Modellering kosten en baten	38
5.3.1	Technische eigenschappen van een opslagsysteem	38
5.3.2	Kosten en baten van een opslagsysteem	38
5.3.3	Regelstrategie en aantal draaiuren	40
5.4	Case A - Piekreductie ter voorkoming van netcongestie	41
5.5	Case B - Maximalisatie verbruik eigen duurzame productie	44
5.6	Case C - Warmtelevering aan warmtedistributiesysteem – warmtepomp/seizoensopslag/ATES	45
6	CONCLUSIES EN AANBEVELINGEN	47
7	REFERENTIES	49
APPENDIX A	ENERGIEOPSLAGTECHNOLOGIEËN	50
APPENDIX B	OVERZICHT VAN ENERGIEOPSLAG (PILOT) PROJECTEN BINNEN DE WATERSCHAPPEN	57

2

INLEIDING

De verschuiving van een fossiel naar een duurzaam energiesysteem gaat gepaard met bronnen (zoals zon, wind of energie uit oppervlaktewater) die gedurende het jaar fluctueren. Door dit toenemend aanbod van hernieuwbare energie is er een groeiende vraag naar flexibiliteit in het energiesysteem. Energieopslag is naast onder andere het versterken van het elektriciteitsnet een van de opties om deze extra flexibiliteit te leveren. Zo kan de combinatie van energieopslag met hernieuwbare elektriciteitsproductie zorgen voor stabiele opwek als een werkend alternatief voor gas- en kolencentrales.

In lijn met het doel van energieneutraliteit in 2025 zijn er binnen de verschillende waterschappen initiatieven voor een groot aandeel aan zelf opgewekte hernieuwbare energie. Deze energie kan niet altijd direct worden gebruikt door de installaties van de waterschappen zelf, waardoor er op sommige momenten een overschot aan hernieuwbare elektriciteit ontstaat. Terugleveren aan het net is niet altijd mogelijk of de meest kostenefficiënte oplossing. In dit geval kan energieopslag een keuze zijn om te zorgen dat er geen duurzame energieproductie hoeft te worden afgeschakeld en de productie zo efficiënt mogelijk wordt ingezet.

Energieopslag is een verzamelterm voor een reeks aan technologieën en bijbehorende toepassingen. Deze kunnen verschillen in technische principes, schaalgrootte en staat van volwassenheid. Zo wordt pumped hydro storage al decennialang op grote schaal toegepast, en worden Li-ion batterijen momenteel gezien als leidende technologie voor de combinatie met zon- en windparken.

De huidige kijk op eventuele inzet van energieopslag binnen de waterschappen is verschillend. Zo is een groot deel van de waterschappen nog niet bekend met het onderwerp of in een verkennende fase, en zijn er daarnaast enkele waterschappen die al een (pilot) energieopslagproject realiseren.

Het doel van dit rapport is een basis inzicht te geven in de mogelijkheden voor realisatie van energieopslag bij de waterschappen. De paper verschaft algemeen inzicht in het onderwerp van energieopslag en schetst een realistisch beeld van de potentie van energieopslag voor de waterschappen in de komende jaren.

Allereerst is er gekeken naar de rol die de waterschappen kunnen spelen op het gebied van energieopslag en welke bijdrage er geleverd kan worden richting de doelen voor energie- en klimaatneutraliteit van de waterschappen. Vervolgens is het kerndoel van energieopslag in de energietransitie genomen als startpunt voor een verdere uitwerking van de verschillende use cases die mogelijk van toepassing kunnen zijn op de waterschappen. Hierbij is in overleg met STOWA gekozen voor een breed palet gebaseerd op elektrochemische (batterijen), thermische (warmteopslag) en chemische (power-to-gas) principes. Een lijst van relevante technologieën wordt in meer detail behandeld en aanvullend worden enkele voorbeeld use cases verder

uitgediept om inzicht te geven in de financiële haalbaarheid van energieopslag. Deze cases zijn onderbouwd met een rekenmodel welke als aanvulling op het rapport beschikbaar wordt gesteld.

3

ROL VAN WATERSCHAP IN ENERGIEOPSLAG

3.1 DOEL ENERGIEOPSLAG VOOR WATERSCHAPPEN

In 2016 heeft de Unie van Waterschappen een Green Deal met het Rijk afgesloten waarin het streven naar energieneutraliteit in 2025 is opgenomen. De waterschappen hebben in 2017 met de investeringsagenda naar een duurzaam Nederland het aanbod gedaan om in 2025 energieneutraal te zijn:

‘Waterschappen hebben de ambitie in 2020 minimaal 40% van het eigen energieverbruik zelf te produceren en in 2025 energieneutraal te zijn. Zij zetten daarvoor de eigen terreinen en assets maximaal in voor het opwekken van hernieuwbare energie.’

Een organisatie wordt als energieneutraal gezien als zij zelf net zoveel energie opwekt als zij gebruikt. Klimaatneutraal wordt in het algemeen gebruikt om aan te geven dat bepaalde activiteiten geen negatief effect hebben op het klimaat, waarmee men wil zeggen: geen emissie van CO₂ en andere broeikasgassen. Dit is te bereiken door reductie van emissies en (volgens velen) ook door compensatie (bijvoorbeeld boomaanplant). Waterschappen hanteren soms een breder begrip van klimaatneutraliteit. Zij kijken daarbij naar waterkwaliteit of zelfs de leefomgeving in bredere zin. Zelfvoorzienend (of autarkisch) betekent dat een organisatie of regio onafhankelijk van derden is voor zijn energievoorziening. Het verschil met energieneutraal is dat bij energieneutraliteit een organisatie of regio periodieke overschotten bijvoorbeeld aan het net kan leveren en dan bij tekorten energie van het net afneemt. Als het saldo nul is, is de organisatie nog steeds energieneutraal maar niet zelfvoorzienend.

Steeds meer waterschappen spelen een actieve rol in de energietransitie vanuit de eigen ambities om energie- of klimaatneutraal te worden of vanuit de maatschappelijke opgave van de energieregio. Enkele waterschappen hebben verdergaande ambities. Zij willen energie- of zelfs klimaatpositief worden door lokaal meer duurzame energie te produceren dan ze zelf nodig hebben. Met het Klimaatakkoord wordt de focus van de waterschappen verbreed naar reductie van broeikasgassen (klimaatneutraliteit). Naast reductie van CO₂ wordt daarin ook rekening gehouden met het terugdringen van de uitstoot van andere broeikasgassen zoals methaan en lachgas.

Om klimaatneutraal te worden, kunnen waterschappen diverse routes bewandelen. Een mogelijke route is om met de extra opwek van duurzame energie de uitstoot van CO₂ (van gasgestookte installaties of vanuit het proces), methaan of lachgas te compenseren. Klimaatneutraliteit vereist aanzienlijke opschaling van de duurzame energieproductie. Methaan en lachgas komen niet alleen vrij tijdens het zuiveringsproces maar ook bij afbraak van biomassa en bij het droogvallen van veengebieden. Een kilo methaan (CH₄) heeft hetzelfde broeikaseffect als 28 kilo CO₂ en van een kilo lachgas (N₂O) is het effect gelijk aan dat van 265 kilo CO₂. Overigens zijn waterschappen niet direct verantwoordelijk voor de uitstoot van veengebieden.

Andere routes om de CO₂-reductie te realiseren zijn het afvangen van CO₂ van de warmtekrachtkoppelingen (WKK's), gasturbines, CO₂ procesemissies op de zuivering en het inkopen van duurzame elektriciteit (direct vanuit een duurzame bron of via garanties van oorsprong).

Om als waterschap maximaal gebruik te kunnen maken van de potentiële opbrengsten van met name zon- en windenergie kan een waterschap kiezen voor de tijdelijke opslag van de energie. Die energie kan dan gebruikt worden op een moment dat er geen wind of zonnestralen zijn of op een gunstig moment terug geleverd worden aan het net.

Het klimaatakkoord leidt tot vergelijkbare opgaven bij energieregio's en gemeenten. De energieregio's hebben plannen ingediend om in 2030 minimaal 35 TWh duurzame elektriciteit op te wekken. Gemeenten, provincies en waterschappen werken binnen de regio samen aan een Regionale Energiestrategie (RES). Ook lopen er diverse initiatieven waarbij gemeenten en waterschappen werken aan plannen voor het verduurzamen van de warmtevoorziening. Uit deze trajecten blijkt dat op lokaal en regionaal niveau met opslag van energie (met name elektriciteit) in sommige gevallen uitbreiding van netcapaciteit voorkomen kan worden. Het waterschap lijkt in een aantal gevallen voor gemeenten, maar ook voor bedrijven/bedrijventerreinen een logische partner voor het realiseren van de opslag. Het waterschap heeft namelijk een goede grondpositie (ruimte om op het terrein opwek en opslag te realiseren) en competenties (technische kennis en ervaring) om de innovatie te versnellen en te realiseren.

Nu is het terug leveren van elektriciteit aan het net voor veel waterschappen en voor de meeste consumenten en bedrijven technisch en qua kosten nog geen probleem. Als er veel meer duurzame energie opgewekt gaat worden is in de meeste wijken/gebieden netverzwaring nodig om deze lokaal opgewekte duurzame elektriciteit te verwerken. Energieopslag kan een alternatief zijn om netverzwaring te voorkomen en om op een kostenefficiënte wijze energie- of klimaatneutraal te worden.

Waterschappen die vanuit hun eigen opgave en energievoorziening ambities en plannen hebben voor energieopslag, en meer specifiek opslag van duurzame elektriciteit, hebben daarbij de volgende overwegingen gehanteerd:

- Kostenefficiënt energie- of klimaatneutraal worden
- Verlagen van de energierekening
- Maximaal profiteren van de duurzame lokale energieproductie op onze terreinen en voorkomen dat als gevolg van congestie op het net duurzame productie tijdelijk stopgezet wordt (piekscheren)
- Zelfvoorzienend worden voor de energielevering of zorgen dat aanbod van duurzame energie voor eigen gebruik gegarandeerd wordt.

Vanuit de maatschappelijk opgave hanteren waterschappen de volgende argumenten: het versnellen van energietransitie in de regio en voorkomen van netverzwaring en daarmee het realiseren van de energietransitie tegen de laagste maatschappelijke kosten.

Keuzes voor energieopslag vanuit de doelen van het waterschap of van de energieregio's hangen nauw samen met de geformuleerde ambities, de gekozen mix aan energiebronnen, wetgeving (bijvoorbeeld de nieuwe warmtewet, CO₂-prijzen), de beschikbare ruimte (bovengronds, ondergronds en op het elektriciteitsnet), en de rol die ander stakeholders zoals gemeenten, woningcorporaties, bedrijven en netbeheerders willen pakken.

3.2 MOGELIJKE ROL WATERSCHAP BIJ ENERGIEOPSLAG

De rol van het waterschap in de energietransitie en meer specifiek bij energieopslag kan daarbij variëren van terrein beschikbaar stellen (verhuren), met kennis bijdragen aan onderzoek, consortiumvorming, business case ontwikkelen, financieel participeren als co-gebruiker of mede-eigenaar of een rol als launching customer.

In alle rollen en toepassingen spelen een aantal strategische vragen:

- Hoe kunnen waterschappen doelen rond energietransitie en energieopslag koppelen aan opgaven rondom waterkwaliteit en kwaliteit van het leefmilieu?
- Wat zijn de ambities met de rioolwaterzuiveringen (RWZI's) als lokale en/of regionale energie hub, en hoe draagt energieopslag bij aan het vergroten van de maatschappelijke waarde van de energie hub (een energie hub is een geografische locatie waar een of meer bedrijven duurzame energie opwekken)?
- Welk beleid is er nodig rondom het gebruik van het waterschapsterrein (bovengronds en ondergronds) voor de energieopslag en hoe verhoudt zich dat tot andere gebruiksfuncties (RWZI als circulaire hotspot)? Welke eisen worden gesteld aan energieopslagprojecten (organisatie, financiering, specificaties, partners, betrekken inwoners, rol meenemen burgers)?
- Welke rol ambiëren waterschappen in verschillende stadia: initiëren, ontwerpen, bouwen, exploiteren, mobiliseren of juist niet. Welke rol zien we weggelegd in het meenemen en overtuigen van bewoners? Willen we voorop lopen in het creëren van draagvlak bij burgers?
- Worden lusten en lasten (risico's) in de business cases voor energieopslag eerlijk verdeeld? Waar liggen welke ondernemers- en financiële risico's?
- Welke eisen stellen de energieopslagprojecten aan de competenties van de organisatie, respectievelijk is de organisatie in staat om nu of in de toekomst de nieuwe rol adequaat en efficiënt uit te voeren?

In het rapport 'Bouwstenen voor politiek-bestuurlijke positionering in de RES' werkt de Unie van Waterschappen 4 mogelijke rollen voor het waterschap in de RES uit. Deze rollen lenen zich ook uitstekend voor het verkennen van een strategie ten aanzien van energieopslag. In deze notitie wordt de mogelijke rol van het waterschap geduid aan de hand van 2 kerndilemma's en de mate van (pro)activiteit. De gedefinieerde kerndilemma's zijn:

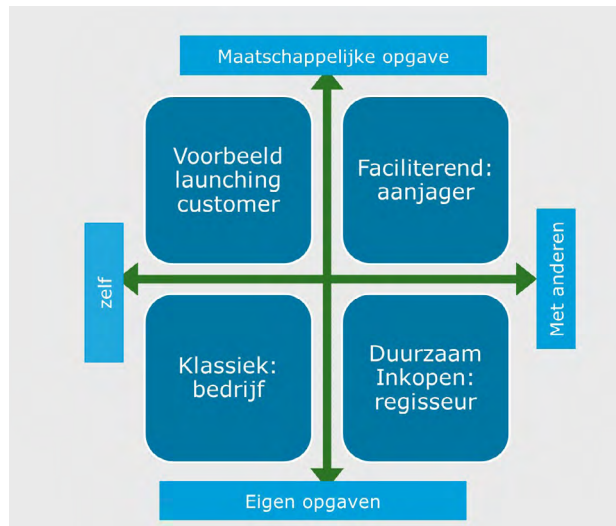
- Participeren vanuit eigen wettelijke opgave of vanuit bredere maatschappelijke opgave?
- Zelf als overheid, of met markt en maatschappelijke organisaties?

Voor de mate van pro-activiteit definiëren de auteurs vier rollen:

- Reactieve rol gericht op kennisinbreng en vergunningverlening wanneer dit gevraagd wordt
- Passieve rol waarbij wordt meegedacht en eventueel assets ingebracht worden
- Actieve rol waarbij actief op zoek gegaan wordt naar kansen en projecten
- Initiërende rol waarbij het waterschap optreedt als trekker van het co-creatie proces en/of regionale verbinder.

FIGUUR 1

MOGELIJKE ROLLEN VOOR HET WATERSCHAP IN DE RES.



In de klassieke rol als **bedrijf** staat de eigen opgave centraal. Het waterschap zet dan opslag in om op een kostenefficiënte wijze de doelen ten aanzien van een energie- en/of klimaatneutraal waterschap te realiseren. De opslag wordt bij een positieve business case ook geladen om bij een lage (of negatieve) energieprijs extra energie te leveren. De opslagfaciliteiten worden in opdracht en eigendom van het waterschap gebouwd. Opslagfaciliteiten realiseren om netverzwaring te voorkomen en het leveren van energie aan derden zijn niet aan de orde.

In de rol van **regisseur/duurzame inkoper** staat de eigen opgave centraal. Het realiseren en beheren van energieopslagfaciliteiten wordt bij gespecialiseerde bedrijven belegd. Het waterschap koopt in. Wel overweegt het waterschap om een belang te nemen in het bedrijf dat opslagfaciliteiten beheert en van daaruit duurzame energie levert. Deze situatie doet zich nu al voor bij diverse gemeenten en waterschappen die een belang hebben, eigenaar/aandeelhouder zijn van bijvoorbeeld HVC en Twence.

In de voorbeeldrol als **launching customer** levert het waterschap een actieve bijdrage aan de maatschappelijke opgave (van de regio in zijn verzorgingsgebied). Het waterschap zal vanuit de ambities en knelpunten van regio samen met partners waar nodig een actieve rol spelen in het ontwikkelen van de business case voor opslag, met kennis bijdragen aan de uitvoering van pilotprojecten en eigen grondgebied en assets (bijvoorbeeld bezinkingstanks voor warmteopslag) beschikbaar stellen. Ook zal het waterschap overwegen of het zich wil profileren als energieproducent. In dat geval wordt een contract afgesloten met een leverancier van (groene) energie zoals Greenchoice, NUON of Essent, die zorgt voor de levering van energie aan de klanten.

In de faciliterende rol als **aanjager** staat de maatschappelijke opgave centraal. Energieopslagfaciliteiten worden door derden op het terrein van de waterschappen gerealiseerd. Ook stelt het waterschap eigen assets en specifieke kennis ter beschikking.

3.3 JURIDISCHE RUIMTE VOOR BIJDRAGEN AAN DE ENERGIETRANSITIE

VEEL RUIMTE VOOR BIJDRAGE AAN DE ENERGIETRANSITIE

Uit diverse onderzoeken zoals bijvoorbeeld de UVW publicaties 'Juridische handreiking duurzame energie en grondstoffen waterschappen' [1] en het 'Juridisch kader aquathermie' [2], blijkt dat overheden en ook waterschappen veel ruimte hebben om duurzame energie op te (laten) wekken en te leveren aan de omgeving. Een aantal belangrijke conclusies uit die rapporten zijn opgenomen in onderstaand tekstkader.

VOORKOMEN KLIMAATVERANDERING KAN GEZIEN WORDEN ALS ONDERDEEL HOOFDTAAK WATERSCHAP

Het waterschap is een functioneel bestuur. Dit betekent dat het waterschap geen taken naar zich toe kan trekken die niet bijdragen aan het vervullen van zijn wettelijke taakstelling. Energie leveren kan binnen de taak van het waterschap vallen als dit bijdraagt aan een doelmatige uitvoering van haar taken door bijvoorbeeld kostenbesparing op energieverbruik, of door te voldoen aan verplichtingen voor reductie van emissies van broeikasgassen. In het juridisch kader voor aquathermie wordt het volgende gesteld:

'Waterschappen stellen zich echter op het standpunt, dat zij bij het uitvoeren van hun wettelijke taken bij uitstek worden geconfronteerd met de gevolgen van klimaatverandering. Het beperken van klimaatverandering, waaraan aquathermie een bijdrage kan leveren, zien zij dan ook als deel van hun taakstelling. In het Klimaatakkoord 2019, waarin wordt onderschreven dat waterschappen energie mogen produceren om klimaatneutraal te worden. De opbrengsten moeten dan ten goede komen aan het verlagen van de zuiveringsheffing of de watersysteemheffing'.

1. Waterschappen kunnen energie produceren, opslaan en leveren, voor zover dit bijdraagt aan een doelmatige uitvoering van hun taken.
2. Waterschappen hebben veel vrijheden in hoeverre ze actief willen zijn, zolang dit in lijn is met hun hoofdtaken. Dit betekent dat energie produceren geen hoofdtak mag worden.
3. Schaarse energie verdelen is een kwestie van kiezen en de verdelingsprocedure moet transparant zijn.
4. Voor de levering van elektriciteit, gas of warmte door het waterschap zelf wordt het waterschap energieleverancier en moet het bijvoorbeeld voldoen aan bijvoorbeeld de warmtewet (voor warmtelevering) en de wet M&O. De wet M&O verplicht partijen markconform te handelen, en verbiedt andere overheden te bevoordelen ten opzichte van private ondernemingen.
5. Waterschappen hebben veel ruimte voor het aangaan van samenwerking met publieke partners. Dan geldt wel het aanbestedingsrecht. Er gelden, wanneer overheden samenwerken, echter veel uitzonderingen op de aanbestedingsplicht.
6. Voor levering van warmte aan kleinverbruikers moet aan de Warmtewet voldaan worden, die de kleinverbruikers op diverse manieren beschermt. Wie aan kleinverbruikers wil leveren, neemt daarmee aanzienlijke verantwoordelijkheden op zich.
7. Overheden moeten private partners in beginsel via aanbestedingen selecteren.
8. Vergunningen zijn nodig, maar zelden een obstakel. Naast de vergunningen voor energielevering gaat het vooral om bouwvergunningen. Een apart aandachtspunt ligt bij warmteopslag in de ondergrond, omdat dan water aan de ondergrond onttrokken en geïnfilteerd wordt.

9. Bij financiële participatie in energieopslag moeten waterschappen rekening houden met het verbod op staatssteun. Dit verbod geldt niet als er sprake is van:
 - a. Handelen als een reguliere marktpartij, bijvoorbeeld door te investeren omdat vastgesteld is dat er een redelijke kans is dat de investering zal renderen.
 - b. Een dienst van algemeen economisch belang, waar de markt uit zichzelf niet of onvoldoende voordeel in ziet.

WETSWIJZIGING VERWACHT OM MEER DUURZAME ENERGIE TE PRODUCEREN DAN ER VERBRUIKT WORDT

In december 2018 heeft de minister van I&W in een brief aan de Tweede Kamer toegezegd om op korte termijn met een wetswijziging te komen die de waterschappen de bevoegdheid geeft om meer duurzame energie te produceren dan zij zelf verbruiken. Dit moet het mogelijk maken dat zij op termijn volledig klimaatneutraal kunnen worden (per saldo nul uitstoot aan broeikasgassen). De kosten en baten van de investeringen kunnen toegerekend worden aan de heffingen.

3.4 BEREKENEN VAN DE BROEIKASGASUITSTOOT

In het Klimaatakkoord 2019 wordt gesteld dat waterschappen energie mogen produceren om klimaatneutraal te worden. Het nauwkeurig vaststellen van bijvoorbeeld de uitstoot van methaan van bijvoorbeeld grond, veenweide of maaisel is lastig. Bovendien is het aanpakken van de uitstoot niet de verantwoordelijkheid van de waterschappen alleen. Het vaststellen van de hoeveelheid extra duurzame energieopwek die nodig is ter compensatie van de emissies is daarom lastig te bepalen. Het bepalen van de CO₂-uitstoot en van de reductiedoelen die een waterschap moet realiseren om aan de klimaatdoelen te voldoen, respectievelijk energie- of klimaatneutraal te worden is lastig. Hiervoor zijn op dit moment in Nederland tientallen methoden en meetlatten beschikbaar.

De UvW ontwikkelt een handreiking bij de wetswijziging die de waterschappen behulpzaam moet zijn bij het beantwoorden van de vraag hoeveel duurzame energie zij kunnen produceren tot het niveau waarop zij klimaatneutraal zijn: wat is met andere woorden de bovengrens van de productie/de maximaal beschikbare productieruimte? Hoe kunnen waterschappen de ruimte bepalen en welke investeringen (in bijvoorbeeld zonnepanelen of windmolens) staan daartoe in redelijke verhouding? Daarnaast is niet altijd evident of waterschappen (geheel) verantwoordelijk kunnen worden gehouden voor de uitstoot uit bepaalde bronnen (denk aan veenweidengebieden of de uitstoot uit oppervlaktewater). In de Klimaatmonitor Waterschappen worden de laatste ontwikkelingen over de toerekening van dergelijke bronnen steeds meegenomen en deze vormen de basis voor de vaststelling van de klimaatvoetafdruk. Er wordt uitgegaan van gegevens uit de Klimaatmonitor Waterschappen die op dat moment het meest actueel is.

3.5 ORGANISATIE EN STAKEHOLDERS

NOODZAAK EN OPSLAGROUTES VERKENNEN MET NETBEHEERDER EN ENERGIEREGIO'S

Het Klimaatakkoord wordt onder andere verder uitgewerkt door energieregio's die een regionale energiestrategie opstellen. De strategie geeft minimaal een duidelijk beeld van de toekomstige duurzame elektriciteitsopwekking. Daarnaast geven veel regio's een beeld hoe

verschillende sectoren (gebouwde omgeving, industrie, landbouw, mobiliteit) richting 2030 bijdragen aan de realisatie van 50% emissiereductie. Omdat de noodzaak om over te gaan op opslag afhangt van ruimte op het net en toekomstige energievraag en -aanbod, kunnen keuzes ten aanzien van energieopslag het beste in overleg met de netbeheerder en andere belangrijke stakeholders in de energieregio genomen worden.

AANDACHTSPUNTEN BIJ HET LEVEREN VAN ENERGIE AAN DERDEN EN MEDE-EIGENAARSHIP

Leveren van energie aan derden direct door het waterschap of door een energiebedrijf waarvan het waterschap mede-eigenaar is betekent dat het waterschap energieleverancier wordt. Dit brengt de volgende risico's met zich mee:

- Het waterschap kan niet (of slechts met extra inspanningen) voldoen aan de eisen die de regelgever stelt aan energieleveranciers.
- De neventaak van het waterschap (energieproductie en opslag) wordt hoofdtaak en gaat teveel aandacht vragen.
- Tegenvallende kosten of opbrengsten van de opwek en/of opslag waardoor de zuiveringskosten stijgen.
- Protesten en slepende rechtszaken tegen plannen voor opwek en opslag die aandacht en tijd vereisen. Dit risico lijkt in eerste instantie groter rond het maatschappelijke sentiment in veel provincies tegen windmolens (en in mindere mate zonneweides in de natuur) dan bij opslag. Dit risico wordt deels afgevangen voor de verwachte wetswijziging over energieproductie voor klimaatneutraliteit. Het risico blijft bestaan voor waterschappen als de opslag grotendeels gebruikt wordt voor door derden geproduceerde energie die aan markt geleverd wordt.

STIJGEND SENTIMENT BIJ BURGERS TEGEN BIOMASSA EN BIOGAS?

Sentiment tegen houtkap en het onderscheid tussen kortcyclische en langcyclische CO₂ speelt bij de biogasstromen uit de RWZI niet. Groen gas als brandstof kan voor eigen gebruik direct aan de buurman of aan het gasnet geleverd worden. Groen gas vanuit de RWZI aan het net leveren voor meer grootschalige industriële toepassingen, voor de gebouwde omgeving of voor mobiliteit leidt gecombineerd met CO₂-opslag en hergebruik (bijvoorbeeld in de kassen) niet tot extra CO₂ in de atmosfeer (en ook niet tot extra fijnstof). Kleinschalige toepassingen zijn risicovol en diverse gemeenten zijn al begonnen met campagnes om dit te ontmoedigen (vooral i.v.m. luchtkwaliteit). Groen gas wordt door het Klimaatakkoord gezien als een belangrijke bron voor de energietransitie. Daarnaast is groen gas/syngas zeker op termijn een belangrijke duurzame grondstof voor onder andere de chemische sector. Voor de komende jaren wordt nog aanvullende beleid verwacht vanuit de overheid/Gasunie over het centraal en/of decentraal invoeden van groen gas. Dit kan er toe leiden dat de mogelijkheden en voorwaarden voor het decentraal invoeden veranderen of aangescherpt worden.

HELDERE AMBITIES EN KADERS VOOR ENERGIEOPSLAGPROJECTEN NODIG

Energieopslagprojecten leggen mogelijk een substantieel beslag op de beschikbare ruimte (bovengronds maar ook ondergronds). Ondergronds geldt dat bijvoorbeeld voor warmteopslag. In stedelijke woongebieden zijn al voorbeelden te vinden waarin de vraag naar ondergrondse Warmte Koude Opslag (WKO) groter is dan het aanbod (de beschikbare ondergrondse ruimte). Met een duidelijk beleid en een bodemenergie- of een energieopslagplan kan een waterschap sturing geven aan het gebruik en voorkomen dat suboptimaal gebruik wordt gemaakt van de ruimte. Kadern kunnen daarnaast betrekking hebben op de omvang van projecten, het soort projecten (bijvoorbeeld alleen hogetemperatuur energieopslag, alleen innovatieve toepassingen, die zonder steun van het waterschap niet tot stand komen) en eisen

aan projectconsortia (bijvoorbeeld alleen projecten waarin marktpartijen en bewoners participeren).

De kaders kunnen ook verschillen per type RWZI. Een kleine RWZI in een meer landelijke omgeving heeft bijvoorbeeld alleen dag-nacht/weekend opslag nodig voor eigen gebruik, een grote RWZI met veel ruimte en veel lokaal energieaanbod en -vraag heeft mogelijk seizoensopslag nodig voor eigen overschotten en overschotten van partners. Aandachtspunten bij energieopslagprojecten, die de kaders kunnen beïnvloeden zijn:

- **Gebruik ondergrond voor hogetemperatuur warmteopslag**
Hier kunnen issues spelen die met ecologische en waterkwaliteit te maken hebben. Dit moet intern goed afgestemd worden.
- **Vergunningen voor thermische energie uit oppervlaktewater (TEO)**
Het waterschap verleent vergunningen voor TEO, maar TEO wordt vaak gecombineerd met een WKO. Voor open WKO's verlenen provincies of gemeentes de vergunning. Soms hebben gemeentes hier specifiek beleid voor, dat natuurlijk is afgestemd met de provincie.
- **Veiligheid**
Bij sommige opslaginstallaties spelen (fysieke) veiligheidsissues. Dit geldt in ieder geval voor stationaire lithium-ion batterijsystemen, waar inmiddels in Nederland een circulaire¹ voor is opgesteld. Deze bevat een lijst van aanbevelingen en wordt momenteel al in de vergunningsfase toegepast.
- **Draagvlak bij burgers**
In sommige regio's zullen bewoners een relatief negatieve houding hebben tegen opslagtechnologieën die de kwaliteit van de ondergrond beïnvloeden. Over het algemeen is de groep veel kleiner en het protest ook zwakker dan bij windmolens of zonnevelden.

3.6 SUBSIDIES VOOR ENERGIEOPSLAG

Vanuit commercieel perspectief is de belangrijkste subsidie voor energieopslag in Nederland de Stimulering Duurzame Energietransitie (SDE++)². Het doel van de SDE++ is om zowel duurzame energieproductie als CO₂-reductie te stimuleren.

Hieronder vallen momenteel, gerelateerd aan de opties voor energieopslag in deze paper, de productie van groene waterstof, aquathermie en warmtepompen. Voor waterstof geldt de subsidie voor een gelimiteerd aantal draaiuren van een elektrolyser. Dit is van invloed op de uiteindelijke kosten en baten van een dergelijk systeem, verder behandeld onder 5.3.3.

Er wordt onderzocht of de subsidie vanaf 2021 ook kan gelden voor systemen die tijdelijk elektriciteit opslaan (power-to-power). Dit zou betekenen dat elektrochemische energieopslag zoals stationaire lithium-ion batterijen onderdeel worden van de SDE++.

Er zijn ook innovatie subsidies beschikbaar die mogelijk van toepassing kunnen zijn op energieopslag. In veel gevallen is het uitgangspunt een kleinschaliger pilot project waarbij een nieuwe technologie wordt toegepast of onderzocht. Een groot deel van de subsidies

1 <https://wetten.overheid.nl/BWBR0043769/2020-07-01>

2 <https://www.rvo.nl/subsidie-en-financieringswijzer/sde>

valt onder de Topsector Energie³. Hieronder bevinden zich bijvoorbeeld de Hernieuwbare Energietransitie (HER+) met een budget van 30 miljoen gericht op CO₂-reductie toepasbaar voor waterstof- en warmteproductie. Ook is er budget van 2,5 miljoen gereserveerd voor onderzoek naar ondergrondse energieopslag.

Een soortgelijke subsidie is de Demonstratie Energie- en Klimaatinnovatie (DEI+) welke ook kan gelden voor batterijprojecten. Zo is bijvoorbeeld in 2019 door het bedrijf GIGA Storage 2,6 miljoen subsidie opgehaald voor het realiseren van een 12MW batterij in Lelystad.

Naast landelijke subsidies kunnen ook provincies een mogelijk bron van subsidies zijn voor projecten waar het draait om duurzaamheid en energie.

Naast Nederlandse subsidies kan er worden gekeken naar Europese subsidies zoals bijvoorbeeld Horizon2020 en de opvolger hiervan, waarbij in de periode 2014-2020 een budget van 80 miljard beschikbaar is gesteld voor onder andere onderzoek naar energieopslag in batterijen.

3 <https://www.rvo.nl/subsidie-en-financieringswijzer/subsidies-energie-innovatie-topsector-energie>

4

ENERGIEOPSLAGTECHNOLOGIEËN

4.1 OVERZICHT ENERGIEOPSLAGTECHNOLOGIEËN

Energieopslag kan op verschillende manieren worden ingevuld. Er bestaat een scala aan energieopslagtechnologieën gebaseerd op elektrische, thermische, (elektro)chemische of mechanische principes. Tabel 1 geeft een overzicht van verschillende varianten van energieopslag die momenteel commercieel beschikbaar zijn.

TABEL 1 OVERZICHT VAN ENERGIEOPSLAG TECHNOLOGIEËN

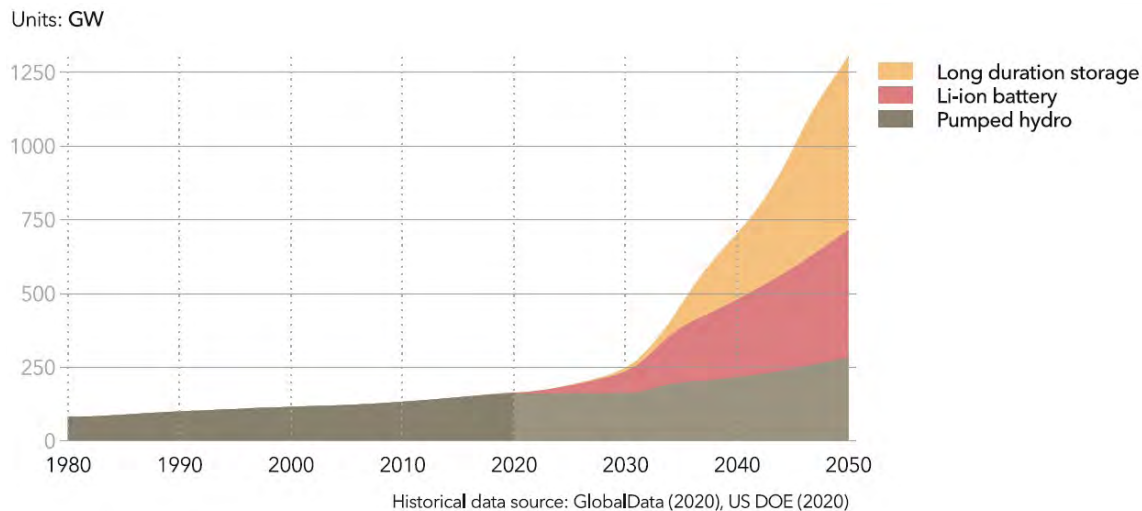
Vorm van opslag	Technologie
Elektrisch / Elektrochemisch	Li-ion batterij – (bv. gebaseerd op NMC of LFP)
	Redox flow batterij – (bv. gebaseerd op Vanadium of Waterstofbromide)
	Supercapacitor
	Elektrische voertuigen – Smart charging (V1G) of vehicle-to-grid (V2G)
Mechanisch	Pumped hydro power
	Compressed Air Energy Storage (CAES)
	Vliegwielen
Chemisch	Waterstof
	Synthetische brandstoffen (bv. methaan of ammoniak)
Thermisch	Aquifer Thermal Energy Storage (ATES)
	Borehole Thermal Energy Storage (BTES)
	Tank Thermal Energy Storage (TTES)
	Pit Thermal Energy Storage (PTES)
	Phase change materials (e.g. molten salt of rock beds)

Vooralsnog is pumped hydro power verantwoordelijk voor het grootste deel (~96%) van de totaal wereldwijd geïnstalleerde capaciteit aan energieopslag [3]. Pumped hydro power projecten zijn over het algemeen locatie specifiek en vereisen een grote investering vooraf.

Als we kijken naar recent gerealiseerde en geplande energieopslagprojecten dan wordt hoofdzakelijk gebruik gemaakt van Li-ion batterijen. Zo worden er bijvoorbeeld momenteel in de VS minstens 50 projecten gerealiseerd (of staan in de planning) waarbij stationaire batterij-systemen met een capaciteit van 100 MWh of meer gecombineerd worden met een zon- of windpark.

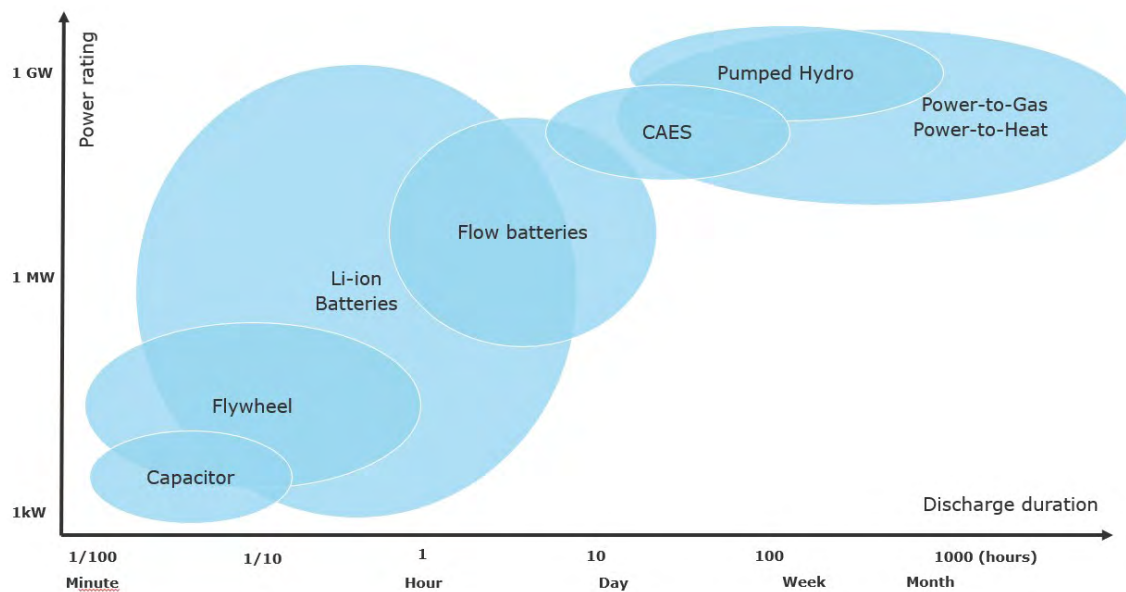
Figuur 2 laat een DNV GL projectie zien [3] van de verwachte energieopslagcapaciteit wereldwijd, opgedeeld in de categorieën pumped hydro, Li-ion batterijen, en langetermijnopslag (zoals power-to-gas of power-to-heat). De projectie biedt een high level inzicht in verwachte tijdslijnen voor de realisatie van betreffende opslagtechnologieën. Het wordt hieruit duidelijk dat in de periode 2020-2030 de verwachting is dat vooral Li-ion een grote rol zal gaan spelen.

FIGUUR 2 ONTWIKKELING VAN ENERGIEOPSLAGCAPACITEIT WERELDWIJD



Een onderscheid tussen de verschillende opties kan worden gemaakt aan de hand van de energiec capaciteit en het vermogen van het betreffende energieopslagsysteem, m.a.w. hoeveel energie kan er worden opgeslagen en hoe snel kan er worden opgeladen of ontladen. Figuur 3 geeft inzicht in de mogelijkheden per categorie gebaseerd op ontladtid (energiec capaciteit) en vermogen.

FIGUUR 3 ENERGIEOPSLAGTECHNOLOGIEËN INGEDEELD NAAR VERMOGEN EN CAPACITEIT



Naast de verschillende technologieën bestaan er verschillende soorten toepassingen waar een energieopslagsysteem voor kan worden ingezet. Zo is het bij het verplaatsen van duurzame energieproductie vooral van belang dat een systeem voldoende capaciteit (bijvoorbeeld enkele uren) heeft om de energie op te slaan, de focus ligt dan op de capaciteit van het systeem. Een ander voorbeeld is frequentiesturing, waarbij binnen enkele seconden gereageerd moet worden op de schommelingen van de netfrequentie. Door de korte tijdschaal draait het hierbij vooral om het vermogen van het systeem, dit is daarom een toepassing gericht op vermogen.

Technologieën kunnen op basis van ontladtijd en vermogen gekoppeld worden met de desbetreffende toepassing. Het verschuiven van duurzame energieproductie wordt in dit rapport behandeld als voornaamste toepassing voor de waterschappen.

4.2 SELECTIE ENERGIEOPSLAGTECHNOLOGIEËN VOOR DE WATERSCHAPPEN

Dit hoofdstuk bevat een uitgebreidere beschrijving van een selectie van de energieopslagstechnologieën uit Tabel 1 die mogelijk relevant zijn voor de waterschappen. De keuze gaat uit van de toepassing van energieopslag voor het tijdelijk opslaan van energie en is gebaseerd op de aanname dat ieder waterschap een overschot aan duurzame energieproductie heeft of uiteindelijk zal realiseren, en dit overschot tijdelijk wil kunnen opslaan in een energieopslagstelsel om later weer terug te leveren of om te zetten in een andere vorm van energie.

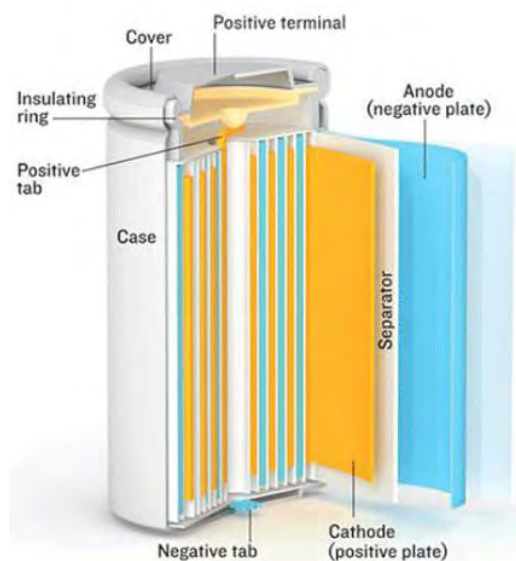
De keuze is daarnaast gebaseerd op o.a. schaalgrootte, volwassenheid (TRL⁴) en kosten van de technologie. Zo is voor chemische opslag waterstof de meest voor de hand liggende, CO₂-neutrale optie en wordt pumped hydro slechts op grote schaal toegepast met locatiespecifieke eisen.

4.2.1 LI-ION BATTERIJ

Li-ion batterijen worden op dit moment wereldwijd het meest ingezet voor energieopslag op grotere schaal (MWh). Dit komt voornamelijk door een sterke kostendaling, gedreven door grootschalige inzet van Li-ion batterijen voor elektrische auto's (EVs) en de hoge energiedichtheid van Li-ion in vergelijking met alternatieve opties.

Een Li-ion batterij bestaat uit een positieve elektrode (kathode) en negatieve elektrode (anode) met daartussen een separator en elektrolyt (zie Figuur 4). Bij het ontladen van de batterij bewegen de Li⁺-ionen in het elektrolyt zich van de anode naar de kathode en loopt er in dezelfde richting een stroom via de terminals die gebruikt kan worden voor een elektrische belasting. Bij het opladen van de batterij loopt dit proces andersom.

FIGUUR 4 SCHEMATISCHE REPRESENTATIE VAN EEN CILINDERVORMIGE LI-ION BATTERIJCEL



4 Technical Readiness Level zoals beschreven in https://ec.europa.eu/research/participants/data/ref/h2020/wp/2014_2015/annexes/h2020-wp1415-annex-g-trl_en.pdf.

Er kan een onderscheid worden gemaakt tussen Li-ion batterijen aan de hand van de chemie van de kathode. De meest gebruikte varianten in de markt zijn NMC (Nickel-Manganees-Cobalt), NCA (Nickel-Cobalt-Aluminium) of LFP (Lithium-Iron-Phosphate) met ieder hun eigen voordelen. Zo heeft Li-ion NMC een hogere energiedichtheid ten opzichte van LFP, maar is LFP over het algemeen stabiel en goedkoper en daardoor beter geschikt voor toepassingen met een langere duur.

Lithium is een ruim beschikbare grondstof die voornamelijk wordt gewonnen in Zuid-Amerika. Ondanks de verzamelaar van deze technologie neemt lithium qua percentage slechts een klein onderdeel in beslag van een volledige Li-ion batterij. Vooral Cobalt is een – vanuit duurzaamheidsperspectief gezien – problematische grondstof, die voornamelijk wordt gewonnen in de Democratische Republiek Congo onder precare omstandigheden. Er is vanuit batterijproducenten een focus om de hoeveelheid Cobalt te verminderen. Zo is voor de laatste generatie NMC batterijen de verhouding tussen de elementen inmiddels verbeterd van 1:1:1 naar een 8:1:1 chemie voornamelijk gebaseerd op Nickel.

Er zijn voor Li-ion batterijen momenteel meerdere ontwikkelingen die kunnen zorgen voor een nog sterkere kostendaling. Deze zijn gebaseerd op verbeteringen op het gebied van cell design, productieproces en chemie van zowel de kathode als anode (bv. silicon based).

STATIONAIRE ENERGIEOPSLAG OP GROTE SCHAAL

Een stationair batterij energieopslagsysteem - algemeen aangeduid als Battery Energy Storage System (BESS) - met een grote capaciteit bestaat uit Li-ion batterijcellen die aaneengesloten worden en op deze manier een batterijmodule vormen. Zulke modules, vergelijkbaar met een EV accupakket, worden vervolgens in serie geschakeld tot een rij van 10 tot 15 stuks met het benodigde voltage (een rack). Deze racks worden vervolgens samen met een batterij management systeem, energy management systeem, converters en auxiliary equipment (e.g. HVAC en blussysteem) geïntegreerd tot een BESS. Het design van een BESS kan per leverancier of system integrator verschillen, maar bestaat uit dezelfde soort componenten.

Over het algemeen worden bovengenoemde onderdelen verwerkt in standaard ISO containers van 10, 20 of 40 voet (zie Figuur 6). De energiedichtheid van een dergelijke container ligt tussen de 1 en 3 MWh afhankelijk van het type batterij en het systeemdesign. De capaciteit van de totale installatie is afhankelijk van het aantal racks/containers en kan worden uitgebreid tot opslag met capaciteit op GWh schaal.

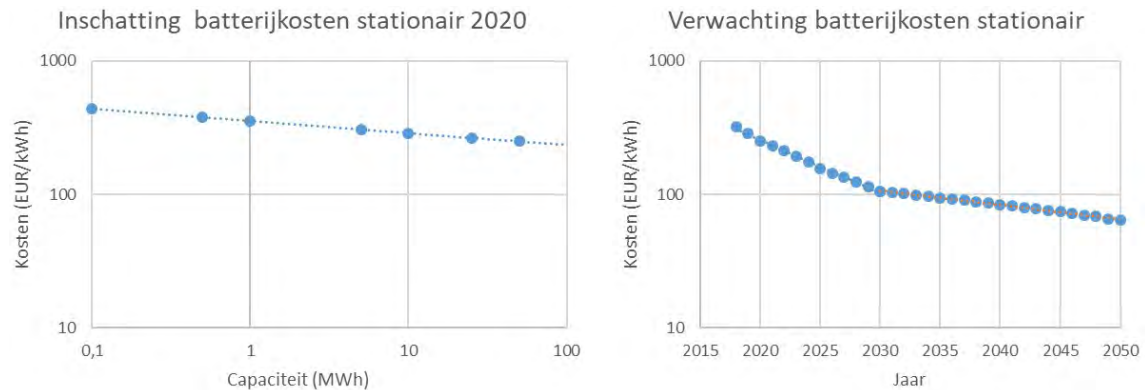
Een BESS heeft zijn eigen vermogensconversiesysteem en kan in combinatie met een transformator direct worden aangesloten op het net of op een gedeelde aansluiting met een PV of windmolenpark.

Wereldwijde aanbieders van lithium-ion BESS zijn bijvoorbeeld Fluence, Tesla Energy en CATL. Er kunnen verschillende stakeholders betrokken zijn bij een lithium-ion BESS installatie zoals de leverancier, de engineering/procurement/construction (EPC) partij en de operator/eigenaar van het systeem.

KOSTEN STATIONAIRE ENERGIEOPSLAG MET LI-ION BATTERIJEN

Batterijkosten hangen af van de grootte van het systeem (schaalvoordelen) en van leereffecten. Voor beide is op basis van onze kennis en ervaring een inschatting gedaan die is weergegeven in Figuur 5 voor stationaire opslagsystemen.

FIGUUR 5 KOSTENONTWIKKELINGEN EN SCHAALVOORDELEN VOOR STATIONAIRE LI-ION BATTERIJSYSTEMEN



De schaalvoordelen volgen uit de zogenaamde “power law”. Kleine systemen zijn relatief veel duurder. De leereffecten volgen een exponentieel verloop in de tijd, er wordt door DNV GL uitgegaan van een learning rate van 19% [3]. Dit betekent dat met iedere verdubbeling van de wereldwijd geïnstalleerde capaciteit de gemiddelde kosten 19% zullen dalen. Dit verloop vlt naar verwachting af na 2030. De verwachting is dat een systeem van 50 MW in 2050 nog maar een kwart kost van een systeem in 2020. Deze grote prijsdaling is een belangrijke driver voor een (toekomstige) business case voor batterijopslag.

MOGELIJKE INZET WATERSCHAPPEN

Een Li-ion BESS is onder andere vanwege de hoge efficiëntie het meest geschikt voor power naar power conversie op een tijdschaal van seconden tot enkele uren. Dit maakt het een goede oplossing voor het tijdelijk opslaan van een overschot elektriciteit om dit op een later tijdstip terug te leveren richting het net. Dit komt overeen met de use cases gebaseerd op hetzelfde principe, zoals piekreductie, het voorkomen van aftopping, het voorkomen van netverzwaring en het maximaliseren van verbruik van eigen duurzame elektriciteitsopwekking. Deze worden verder behandeld in hoofdstuk 5.2.

FIGUUR 6 VOORBEELD VAN EEN 10 MWH LI-ION BESS BIJ WINDPARK HARTELKANAAL⁵ IN ROTTERDAM

4.2.2 REDOX FLOW BATTERIJ

Redox flow batterijen gelden als een mogelijke tweede keuze voor stationaire elektrochemische opslag. Redox flow heeft enkele voordelen ten opzicht van Li-ion waaronder een langere levensduur en een betere brandveiligheid. Redox flow technologie is echter niet inzetbaar voor andere doeleinden zoals Li-ion en heeft daarom minder wind in de rug als het gaat om R&D en schaalvergroting.

5 <https://www.greenchoice.nl/nieuws/artikelen/grootste-batterij-bij-windmolenpark/>

Een redox flow batterij is net als Li-ion een vorm van elektrochemische opslag. De werking van een redox flow batterij is gebaseerd op elektrolyt dat, afhankelijk van de oxidatiestaat, negatief (anolyt) of positief (katholyt) is geladen. Dit elektrolyt wordt langs een membraan gepompt en bij uitwisseling van H^+ -ionen ontstaat een potentiaalverschil wat er voor zorgt dat de batterij kan worden opgeladen of ontladen.

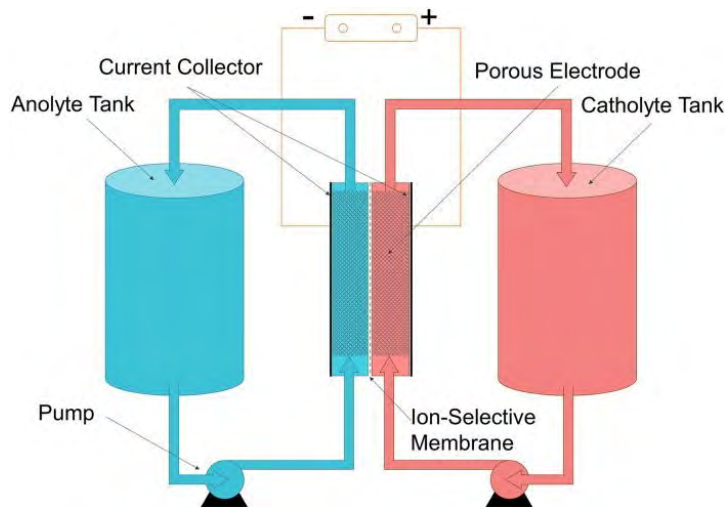
Er zijn verschillende soorten redox flow batterijen met commerciële inzetbaarheid gebaseerd op verschillende typen elektrolyt: vanadium redox flow, polysulfide bromide en zink-bromide. Vanadium redox flow is momenteel de meest volwassen variant met enkele voordelen ten opzichte van de andere types. Vanadium heeft meerdere oxidatie staten zodat dezelfde oplossing kan worden gebruikt voor zowel de negatieve als positieve oplossing en daarnaast is vanadium niet giftig.

Vanadium is een ruim beschikbare grondstof die o.a. wordt gebruikt in staalproductie. Vanadium staat op de lijst van Critical Raw Materials voor de Europese Unie⁶ en wordt als grondstof voornamelijk gewonnen in Noord-China, Oost-Rusland en Zuid-Afrika. China heeft grote voorraden vanadium, dit is een van de redenen dat China inzet op vanadium redox flow technologie voor stationaire opslag.

Vanadium redox flow wordt commercieel toegepast, maar nog niet op grote schaal (zoals Li-ion) en heeft daarom een TRL van 8.

FIGUUR 7

SCHEMATISCHE REPRESENTATIE VAN EEN REDOX FLOW BATTERIJ



STATIONAIRE ENERGIEOPSLAG OP GROTE SCHAAL

Een redox flow batterij bestaat uit tanks met elektrolyt en een membraan. De hoeveelheid elektrolyt bepaalt de capaciteit, het vermogen wordt bepaald door de hoeveelheid membranen (stacks). Verder is er een mechanisch systeem nodig om het elektrolyt rond te pompen. Redox flow batterijen worden net als veel Li-ion BESS ontworpen in standaard containervorm. Een redox flow BESS is net als Li-ion BESS schaalbaar tot in theorie GWh capaciteit.

De capaciteit van een dergelijke container ligt tussen de 0.25 en 0.5 MWh afhankelijk van het systeemdesign. Een redox flow batterij heeft niet te kampen met degradatie van de capa-

6 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0474>

citeit en is in het geval van vanadium brandveilig. Er moeten wel extra maatregelen worden genomen tegen lekken omdat het elektrolyt corrosief is.

Wereldwijde aanbieders van dergelijke systemen zijn bijvoorbeeld Avalon, CellCube en VionX. Stakeholders betrokken bij een redox flow BESS installatie zijn de leverancier, EPC partij en operator/eigenaar van het systeem.

WATER BATTERIJ (BLUE BATTERY)

Een variant van een flow batterij is de zogenoemde Blue Battery, welke momenteel in een pilot versie draait bij Waterschap Rivierenland. Deze batterij is gebaseerd op de verschillen in zoutconcentraties tussen zoet en zout water. Deze technologie is momenteel in pilot fase en heeft daarmee een lage TRL in vergelijking met Li-ion en redox flow batterijen. De grootste uitdaging is het significant vergroten van de energiedichtheid van een dergelijk systeem.

MOGELIJKE INZET WATERSCHAPPEN

Net als Li-ion is een redox flow batterij een goede oplossing voor het tijdelijk opslaan van surplus elektriciteit om dit op een later tijdstip terug te leveren richting het net. Omdat de capaciteit van redox flow relatief goedkoop is op te schalen is het vanuit kostenperspectief interessanter om deze technologie in te zetten voor toepassingen met een langere duur (e.g. uur tot dag).

FIGUUR 8

VOORBEELDOPSTELLING VAN EEN REDOX FLOW BATTERIJ



4.2.3 WATERSTOF

WATERSTOF ALS TRANSITIEBRANDSTOF

Waterstof is al decennialang in beeld als koolstofvrije energiedrager. Het heeft een aantal voordelen die het geschikt maken voor deze rol:

- Waterstof kan op verschillende manieren CO₂-vrij geproduceerd worden. Mogelijk opties zijn:
 - Steam Methane Reforming (SMR, productie uit aardgas en stoom) in combinatie met Carbon Capture and Storage (CCS).
 - Reforming van biomassa.
 - Elektrolyse met duurzame elektriciteit.

- Waterstof kan gedurende langere tijd en verliesarm worden opgeslagen⁷, typisch ondergronds in zoutcavernes of lege gasvelden.
- Het heeft een hoge soortelijke energie (kWh/kg).
- Het is niet giftig en vervliegt veel sneller dan bijvoorbeeld aardgas.
- Het kan eenvoudig met een relatief hoog rendement in elektriciteit worden omgezet met behulp van een brandstofcel.
- Er is al veel industriële ervaring mee. Waterstof wordt op grote schaal gebruikt bij olieraffinage en ammoniaproductie. In het Botlekgebied en richting de Antwerpse havens liggen grote waterstoftransportleidingen om de industrie te voorzien.

Nadelen zijn er ook:

- Het is explosief en brandt zo goed als kleurloos waardoor vlammen nauwelijks te zien zijn. Het is, net als aardgas, reukloos. Het toevoegen van geurstoffen aan waterstof is echter lastig omdat dit de katalysator in bijvoorbeeld een brandstofcel vervuult. Dit is alleen nodig in een niet-industriële omgeving.
- Hoewel conversie van en naar elektriciteit technisch relatief eenvoudig is, levert het wel energieverliezen op. Het cyclusrendement om van elektriciteit naar waterstof en weer naar elektriciteit te gaan komt niet boven de 50% uit.
- De energiedichtheid (kWh/m³) is laag. Voor een redelijke energiedichtheid moet waterstof vloeibaar gemaakt worden, onder hoge druk worden gebracht of chemisch gebonden worden (bijvoorbeeld in de vorm van ammoniak). Dit alles gaat gepaard met energieverliezen.

Desondanks zijn in het verleden al veel pilots gedaan met waterstof. Een indertijd befaamde pilot in Europa was bijvoorbeeld het Solar-Wasserstoff-Bayern project dat in 1987 is gestart en in 1999 is beëindigd. Het totale project heeft circa 72 miljoen euro gekost en bestond uit 372 kW aan zonnepanelen, 3 electrolyzers, een 30 bar opslagsysteem, een brandstofcel, twee ketels die op waterstof draaiden en een waterstoftankstation voor mobiele toepassingen.

Dit geeft aan dat de techniek om met waterstof om te gaan in principe al lang volwassen is. Er zijn sindsdien wel nieuwe ontwikkelingen geweest, bijvoorbeeld de ontwikkeling van polymere en polymeer-versterkte drukvaten om waterstof onder hoge druk (700 bar) te kunnen opslaan.

Er zijn ook al veel initiatieven om waterstof op de kaart te zetten als transitiebrandstof. Voor Europa is de meest in het oog springende de European Hydrogen Strategy⁸. Deze zet in op minstens 6 GW aan elektrolysecapaciteit in Europa tot 2024 en meer dan 40 GW in 2030. Daarna wordt verwacht dat waterstof een volwassen status bereikt in de energietransitie.

Waterstof neemt ook een prominente rol in in het Klimaatakkoord van 2019. Het Klimaatakkoord geeft aan dat een substantieel waterstofprogramma gestart zal worden. Het programma zal zich primair richten op het ontsluiten van het aanbod van groene waterstof, de ontwikkeling van de benodigde infrastructuur en de samenwerking met diverse sectorprogramma's, en het faciliteren van lopende initiatieven en projecten. De ambitie is om in 2030 34 GW aan geïnstalleerd vermogen aan elektrolyser capaciteit te realiseren.

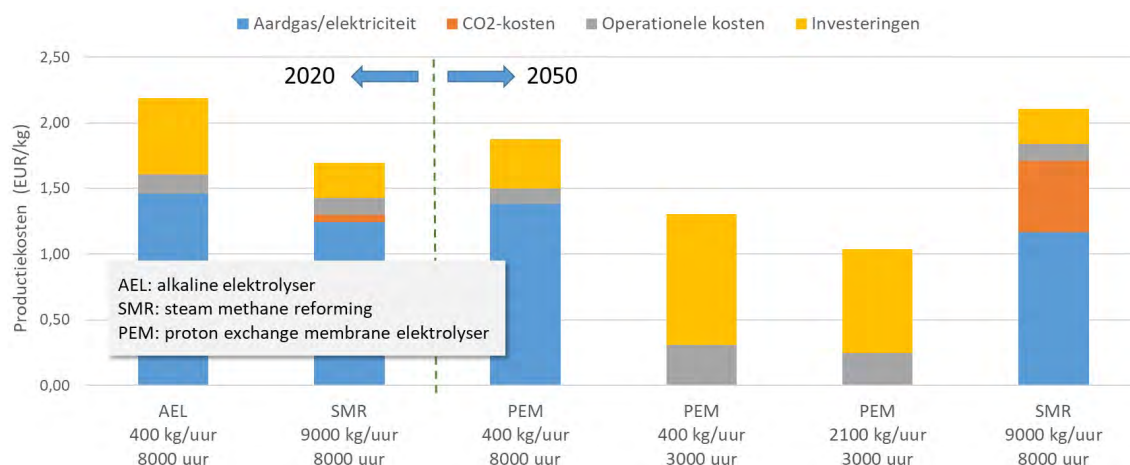
⁷ Zie bijvoorbeeld: <https://www.dnvgl.com/publications/hydrogen-in-the-electricity-value-chain-141099> en <https://www.dnvgl.com/publications/the-promise-of-seasonal-storage-168761>

⁸ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf

DE KOSTEN VAN WATERSTOFTECHNOLOGIE

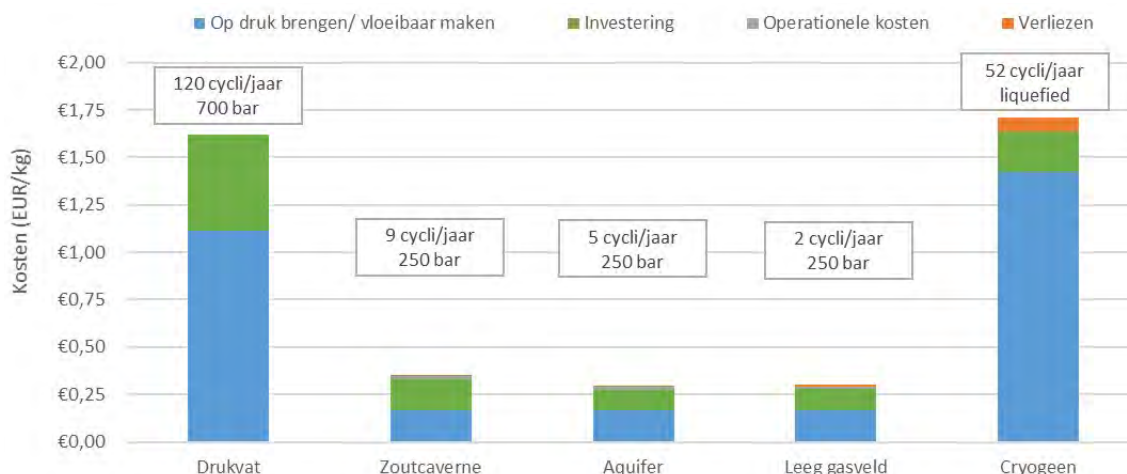
Als waterstof zo'n ideale transitiebrandstof is en techniek geen probleem is, rijst de vraag waar dan wel de barrières liggen voor grootschalige introductie van waterstof. Dit is vrijwel zeker het kostenaspect. Waterstoftechnologie is nog te duur ten opzichte van het fossiel alternatief (waterstof uit aardgas) en de CO₂-prijs is nog te laag om hiervoor te compenseren. Daarnaast valt er met name in de ontwikkeling van elektrolyse nog kostenvoordeel als gevolg van leereffecten te behalen. In de volgende twee figuren is een aantal kostenaspecten van waterstof samengevat. Deze zijn gebaseerd op de al eerdere gerefereerde whitepaper over het gebruik van waterstof in de elektriciteitsmarkt.

FIGUUR 9 INDICATIEF OVERZICHT VAN DE KOSTEN EN KOSTENONTWIKKELING VAN DE PRODUCTIE VAN WATERSTOF. OPTIES MET 3000 PRODUCTIE-UREN MAKEN GEBRUIK VAN EEN OVERSCHOT AAN DUURZAAM OPGEWEKTE ELEKTRICITEIT TEGEN EEN PRIJS VAN 0 EUR/MWH



Figuur 9 geeft een indicatie van de opbouw van de verdisconteerde kosten voor de productie van waterstof. In 2020 zijn de kosten voor elektrolyse nog hoger dan voor productie uit waterstof met SMR. De elektriciteitskosten zijn nog te hoog vanwege het beperkt aandeel van duurzame productie uit zon en wind. In 2050 verandert dit naar verwachting. Er wordt een nieuw type elektrolyser gebruikt met betere eigenschappen, er is naar verwachting een aantal duizenden uren elektriciteit tegen vrijwel nul-prijzen beschikbaar vanwege een overvloed aan duurzame productie en de CO₂-prijs neemt toe waardoor aardgas als alternatief buiten beeld verdwijnt. Belangrijk is wel om op te merken dat er ook andere kapers op de kust zijn voor laaggeprijsde duurzame elektriciteit. Dit kan de elektriciteitsprijs opstuwten waardoor elektrolyse weer minder aantrekkelijk wordt. Desondanks is de verwachting dat door leereffecten, lagere elektriciteitsprijzen door duurzame energieproductie en een stijgende CO₂-prijs, elektrolyse in de toekomst concurrerend wordt. Dit bevestigt het beeld dat waterstof in de toekomst een concurrerende, CO₂-vrije energiedrager gaat worden.

FIGUUR 10 INDICATIEF OVERZICHT VAN KOSTEN VOOR HET OPSLAAN VAN WATERSTOF



Figuur 10 geeft een indicatie voor de verdisconteerde kosten van opslag van waterstof. Een paar aspecten die opvallen:

- Cryogene opslag en opslag onder druk zijn relatief duur. De investering in het opslagsysteem zijn relatief hoog maar worden weer enigszins goedge maakt omdat deze over meerdere cycli kunnen worden verdeeld. Meer opslagcycli betekent immers meer doorstroom van waterstof waardoor de kosten per geleverde kg waterstof dalen. De grootste kostenpost voor deze twee opslagopties is het op druk brengen dan wel vloeibaar maken van waterstof. Voor grootschalige opslag is dit geen optie.
- Het prijsniveau voor verschillende vormen van ondergrondse opslag (aquifer, zoutcaverne, leeg aardgasveld) ligt veel lager. De onderlinge verschillen zijn klein. De verliezen zijn vergelijkbaar en het verschil in investeringskosten wordt gecompenseerd door het verschil in het verwachte aantal cycli.

Ten opzichte van de productiekosten van waterstof uit Figuur 9 zijn de kosten van ondergrondse opslag niet overheersend maar ook niet verwaarloosbaar.

MOGELIJKE INZET VOOR WATERSCHAPPEN

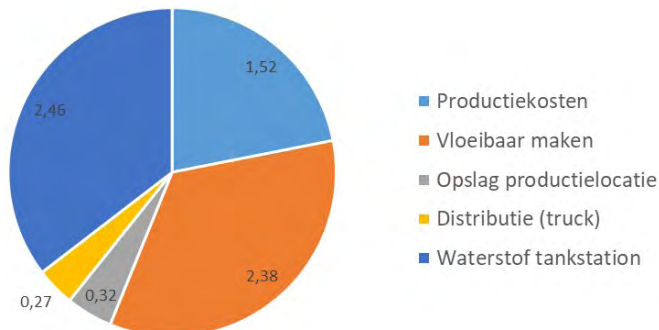
Waterstof is nog geen volwassen technologie in de energietransitie. Er is consensus (en de kostenverzoeken in voorgaande twee figuren ondersteunen dit) dat waterstof een belangrijke, zo niet onmisbare energietransitiebrandstof gaat worden, zie bijvoorbeeld het rapport 'Verkenning toepassing Power-to-Gas concepten op rwzi's' [4]. De vraag is wanneer. Dit ligt ook aan de mate waarin verduurzaming door regelgeving wordt afgedwongen in bijvoorbeeld de industrie, de gebouwde omgeving en de transportsector.

Waterstofprojecten voor de energietransitie zitten nu nog in de pilot fase. Dat wil niet zeggen dat de technologie op zich nog in de pilot fase zit. Conventionele alkalische electrolyzers en grootschalig transport van waterstof zijn uitontwikkeld. De commerciële vraag naar waterstof is nog vrijwel uitsluitend industrieel en het kostenniveau wordt bepaald door grootschalige productie uit aardgas.

Er kunnen echter niches zijn voor waterstof, bijvoorbeeld om lokaal voertuigen mee te laten rijden of levering aan industrieën die een voldoende hoge betalingsbereidheid hebben voor duurzame waterstof. Toepassing in transport heeft als voordeel dat de betalingsbereidheid hoog is. Het alternatief zijn zwaarbelaste motorbrandstoffen en zolang duurzame waterstof

niet belast wordt, levert dit in principe een flink kostenvoordeel op. Een voorbeeld van de kosten voor waterstof als transportbrandstof is in onderstaande figuur weergegeven, op basis van vloeibare waterstof. De totale kosten voor levering aan de pomp bedragen 7 EUR/kg. De productiekosten maken hier maar iets meer dan 20% van uit.

FIGUUR 11 OVERZICHT VAN KOSTEN VOOR WATERSTOF ALS TRANSPORTBRANDSTOF [5]



Er zijn al spelers die gebruik maken van de betalingsbereidheid voor groene waterstof als transportbrandstof en een businessmodel hebben rond het omzetten van windenergie in waterstof en levering voor mobiele toepassing⁹. Een stap verder is de geïntegreerde waterstofmolen waarbij elektrolyse wordt gecombineerd met een windturbine in een systeem. Dit systeem bevindt zich nog in de demonstratiefase. Het scheelt een aantal conversiestappen en ruimtebeslag. De schaalvoordelen ten opzichte van grootschalige industriële elektrolyse gaan echter verloren.

Een aantal partijen in Nederland is bezig met waterstofprojecten. De TKI Nieuw Gas geeft een mooi overzicht van kansrijke waterstofprojecten in Nederland¹⁰. Dit overzicht laat een diversiteit aan betrokken deelnemers zien. Belangrijk is dat ook grote industriële partijen als BP, Dow Chemical, Nouryon en Shell deelnemen.

4.2.4 METHAAN

METHAAN ALS E-FUEL

Methaan uit waterstof is een vorm van een e-fuel, een conventionele brandstof geproduceerd op basis van waterstof uit duurzame elektriciteit. Omzetting van waterstof in methaan is bestaande technologie maar wordt, voor zover uitgezocht in het kader van deze studie, niet grootschalig toegepast. Andere e-fuels zijn bijvoorbeeld ammoniak en methanol. Productie van ammoniak en methanol uit waterstof zijn uitontwikkelde processen en technologieën. De productie van methaan uit duurzame waterstof heeft een enorm voordeel, namelijk dat de bestaande gasinfrastructuur en bestaande ketels, gasturbines en dergelijk gebruikt kunnen blijven worden.

Het grote nadeel zijn de additionele conversieverliezen en de noodzaak van een bron van duurzame koolstof. Methaan bevat immers een koolstofatoom (die ook de CO₂-uitstoot veroorzaakt) en deze moet van duurzame bron zijn om methaan als e-fuel enige waarde te geven. Een lastig punt is dat conventioneel gebruik van aardgas, met name voor verwarming, een erg laagwaardige toepassing is. Direct gebruik van elektriciteit in combinatie met een warmtepomp heeft een aanzienlijk hoger ketenrendement. Ook voor andere toepassingen van methaan

⁹ Zie bijvoorbeeld: <https://hy-gro.net/nl/waterstof-uit-wind>

¹⁰ <https://www.topsectorenergie.nl/10-interessante-waterstofprojecten-nederland>

(opwekking elektriciteit en feedstock) is conversie naar methaan niet zinvol; direct gebruik van waterstof is logischer. Er zijn mogelijk nichetoepassingen voor duurzame methaan maar dit heeft, voor zover bekend¹¹, niet geleid tot demonstratieprojecten in Nederland.

Omzetting van waterstof in ammonia wordt als kansrijker gezien. De kosten en conversierendementen zijn vergelijkbaar met die voor waterstof¹². Dit vraagt immers geen koolstof van duurzame bron maar alleen stikstof (in overvloed aanwezig in onze lucht). Ammoniak kan relatief eenvoudig onder druk worden opgeslagen en is bijvoorbeeld een optie als CO₂-vrije scheepvaartbrandstof.

MOGELIJKE INZET VOOR WATERSCHAPPEN

Productie van waterstof uit duurzame elektriciteit vraagt al om een goede nichetoepassing voor waterstof. Methanisering voegt geen waarde toe. Injectie in het aardgasnet zal niet veel meer dan de vigerende aardgasprijs opbrengen. Directe toepassing van waterstof bijvoorbeeld als transportbrandstof heeft veel meer toegevoegde waarde. Methanisering is verder een industrieel proces dat het best op grote schaal kan plaatsvinden en lijkt geen optie voor RWZI's.

Een alternatief is het gebruik van waterstof om de opbrengst van slibvergisting te verhogen. Een voorbeeld hiervan is Autogenerative High Pressure Digestion (AHPD)¹³ met toevoeging van waterstof. De claim is dat dit het methaangehalte van het groene gas aanzienlijk verhoogt. Dit zou een relatief eenvoudige manier zijn om waterstof om te zetten in methaan. De technologie- en marktrijpheid van AHPD met toevoeging van waterstof vraagt nader onderzoek, maar dat valt buiten deze studie.

4.2.5 AQUIFER THERMAL ENERGY STORAGE (ATES)

Voor de verduurzaming van verschillende sectoren wordt warmteopslag ingezet. Warmte kan zowel bovengronds als ondergronds worden opgeslagen, in diverse media en met diverse technieken. Er is hierbij sprake van lageretemperatuur opslagsystemen (tot 30°C), middentemperatuur opslagsystemen (tot 60°C) en hogeretemperatuur opslagsystemen (tot 95°C). Zo kan warmte worden opgeslagen als 'voelbare warmte (sensible heat)', maar ook als 'latente warmte, of sorptie warmte. Voelbare warmte wordt opgeslagen in bijvoorbeeld water, maar afhankelijk van de temperatuur kan dit ook worden opgeslagen in bijvoorbeeld thermische olie, gesmolten zout of als stoom. Hiernaast worden ook diverse steensoorten gebruikt voor het opslaan van deze warmte of kan deze warmte worden opgeslagen in aquifers in de ondergrond. Indien er voor latente warmteopslag wordt gekozen, kan dit bijvoorbeeld zijn in de vorm van ijs, maar ook kunnen organische of anorganische Phase Change Materials (PCM's) hiervoor worden ingezet. De opgeslagen energie bevindt zich dan voornamelijk in de faseovergang van het opslagmateriaal. Indien voor sorptie warmteopslag wordt gekozen zijn er verschillende absorptie en adsorptie materialen beschikbaar, zoals vloeistoffen, maar ook vaste stoffen.

In de praktijk wordt nog veelal water gebruikt als opslagmedium, enerzijds vanwege de relatief grote warmtecapaciteit (energiedichtheid bij opslag), anderzijds ook omdat dit medium makkelijk transporteerbaar is en uit veiligheids oogpunt goed inzetbaar is.

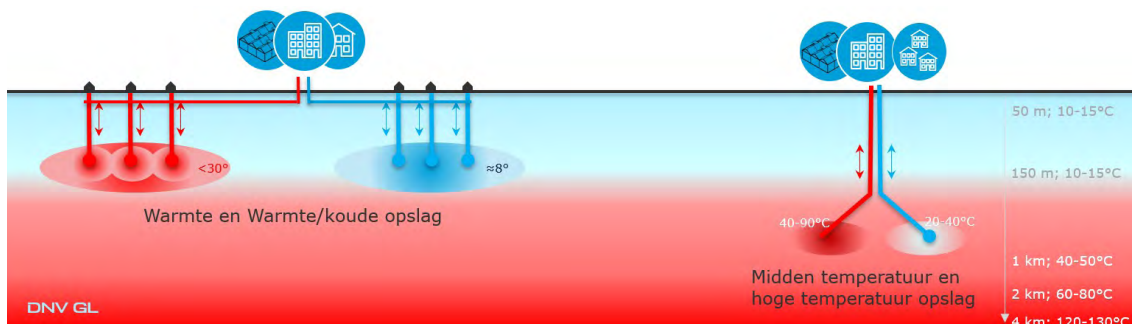
11 Zie bijvoorbeeld: <https://www.topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/TKI%20Gas/publicaties/Overview%20Hydrogen%20projects%20in%20the%20Netherlands%20versie%2014mei2020.pdf>

12 <https://www.dnvgl.com/publications/the-promise-of-seasonal-storage-168761>

13 Zie bijvoorbeeld: <https://bareau.nl/wp-content/uploads/2019/03/AHPD-Groengas-Product-Markt-Combinaties-.pdf>

Een in Nederland breed toegepaste technologie voor het opslaan van onbenutte thermische (warmte) energie is ATES ofwel Aquifer Thermal Energy Storage. ATES maakt gebruik van het grondwater uit ondergrondse watervoerende lagen (aquifers). Middels een systeem van onttrekking, energie-uitwisseling (warmtewisselaar) en infiltratie kan energie, in één of meerdere bronnen worden opgeslagen of worden onttrokken (zie ook figuur 12). Doordat het grondwater relatief langzaam stroomt en is “geïsoleerd” door omliggende lagen, is het energieverlies relatief beperkt en leent deze technologie zich uitstekend voor seizoensopslag.

FIGUUR 12 ATES (WKO) EN MIDDEN EN HOGERE TEMPERATUUR OPSLAG (TEMPERATUREN ZIJN INDICATIEF)



In Nederland wordt ATES veel toegepast in de gebouwde omgeving (woningen en utiliteitsgebouwen), maar ook in de industrie (bijvoorbeeld glastuinders). De gekoppelde afnemers/gebruikers zijn bepalend voor het ontwerp (o.a. capaciteit, vermogen en temperatuurniveaus) van de ATES. Hoewel de systeemuitwerking altijd project- en locatiespecifiek is, zijn er drie hoofdcategorieën te definiëren op basis van temperatuurniveaus (“ 30°C ”; “ $30-60^\circ\text{C}$ ” en “ $>60^\circ\text{C}$ ”) [6], zie ook **tabel 2**.

Veelal wordt een ATES gebruikt voor opslag van lagere temperaturen (typisch wordt het warme water opgeslagen rond de 20°C ($<25^\circ\text{C}$; bv Bodemenergie). In het geval dat er koude en warmte wordt opgeslagen wordt vaak gesproken over Warmte Koude Opslag (WKO), waarbij het koude water typisch bij bijvoorbeeld 8°C opgeslagen wordt [7]. Dieptes variëren van tientallen meters tot ruim 200 meter. De warmte waarmee het systeem in de zomer “geladen” wordt kan afkomstig zijn van diverse (duurzame) bronnen, zoals oppervlaktewater (Thermische Energie uit Oppervlaktewater (TEO)), de buitenlucht (droge koelers) of bijvoorbeeld uit glastuinbouwkassen, winkelcomplexen of kantoorpanden (gebouwen).

Systemen voor hogertemperatuuropslag (MT en HT) zijn nog niet veel toegepast in Nederland. Deze systemen richten zich op dieper gelegen aquifersystemen, waardoor hogere temperaturen kunnen worden opgeslagen. Bronnen hierbij kunnen bijvoorbeeld restwarmtestromen zijn (bijvoorbeeld uit datacenters), maar ook bijvoorbeeld hernieuwbare energie als zonthermisch of geothermie.

TABEL 2 VERSCHILLENDE ATES SYSTEMEN IN NEDERLAND

Type ATES	Temperatuur nivo	Typische efficiency	Typische inzet	systemen in NL
ATES	< 30 °C	70-90%	Directe koeling en verwarming in combinatie met een warmtepomp	> 1300
ATES-MT (Midden temperatuur)	30 tot 60 °C	60-80%	Directe verwarming of in combinatie met een warmtepomp	< 5
ATES-HT (Hoge temperatuur)	> 60 °C	40-70%	Directe inzet voor verwarming	Geen voorbeelden bekend

De ondergrondse watervoerende laag waarin de thermische energie wordt opgeslagen bestaat uit zandlagen of kiezellagen, welke aan de boven- en onderzijde zijn afgesloten (bijvoorbeeld door een waterdichte kleilaag). Middels grondboringen worden bronnen geboord, veelal in de vorm van doubletten (twee bronnen), maar dit kunnen ook mono bronnen zijn. Deze bronnen vormen een open verbinding met het dieper gelegen watervoerend pakket. Middels bronpompen wordt water onttrokken of geïnjecteerd, en met een bovengrondse warmtewisselaar wordt warmte uitgewisseld met bijvoorbeeld een warmtenet. Bij doubletten kennen de beide bronnen een onderlinge afstand van circa 100 meter. ATES-systemen kunnen bestaan uit meerdere bronnen of doubletten, aansluitend bij het gevraagde thermisch vermogen van bijvoorbeeld het afnemende warmtenet.

De potentie van de ondergrond voor de toepassing van ATES, moet vooraf altijd worden onderzocht. Enerzijds speelt de geschiktheid van de ondergrond hierbij een rol, anderzijds is het systeem vergunningplichtig:

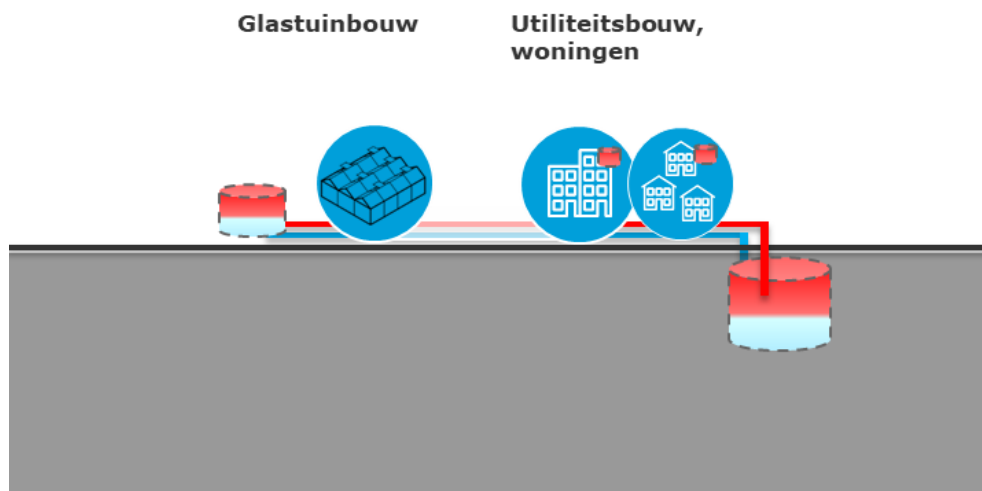
- **Geschiktheid van de bodem**
De geschiktheid van de bodem wordt vooral bepaald door de dikte van de watervoerende laag en de mogelijkheid om water te onttrekken en te infiltreren. Het volume van de watervoerende laag correleert met de hoeveelheid warmte welke kan worden opgeslagen. Typische diktes van deze zandpakketten variëren tussen de 10 en bijvoorbeeld 160 meter. Het bronvermogen wordt bepaald door het aantal doubletten, de diameter van de bronboring, de doorlaatbaarheid van de ondergrond, en de pompdrukken, de stroomsnelheid van het water en de temperatuur van het onttrokken en geïnjecteerde water.
- **Juridische haalbaarheid**
De juridische haalbaarheid dient te worden getoetst daar het systeem vergunningplichtig is. Een voorbeeld van verplichtingen vanuit de vergunningverlening zijn maximale opslagtemperaturen, energiebalans en monitoring. Vergunningen voor WKO-systemen ondieper dan 500 meter worden verleend op provinciaal niveau. Diepere systemen (hogere temperatuuropslag) dan 500 meter vallen onder de mijnbouwwet en worden door de nationale overheid behandeld.

Door toepassing van een ATES-systeem kan de CO₂-uitstoot gereduceerd worden. Bij verwarming met circa 20 tot 40% en bij koeling is 60 tot 85% reductie haalbaar ten opzichte gangbare conventionele technologieën (gasketels en koelmachines). In combinatie met groene energie, zoals bijvoorbeeld PV-panelen, is het zelfs mogelijk een energieneutrale energievoorziening te realiseren. Doordat het energieverbruik bij de toepassing van ATES aanzienlijk wordt gereduceerd verdient het systeem zich terug, afhankelijk van schaalgrootte en ontwerp kan hierbij worden gedacht aan een terugverdientijd van 5 tot 15 jaar [8].

4.2.6 TANK THERMAL ENERGY STORAGE (TTES)

Een warmteopslagtank is een geïsoleerde tank waarin warm water kan worden opgeslagen. De tanks zijn veelal cilindervormig en worden toegepast in diverse afmetingen voor diverse doelen. Enerzijds kunnen kleinere buffervaten op woningniveau worden toegepast voor de opslag van enige reservewarmte. Anderzijds worden ook grotere tanks toegepast. In Nederland worden deze met name in de glastuinbouw ingezet. Hierbij moet dan gedacht worden aan tanks met een diameter van bijvoorbeeld 15-20 meter (of groter) voor de berging van thermische warmte, in de vorm van warm water. Beide genoemde voorbeelden richten zich op korteretermijnopslag (dagen-weken). Voor toepassingen binnen de glastuinbouwsector wordt de warmteopslag veelal ook ingezet ter optimalisatie van de WKK. Opslag voor langere periodes (zoals bijvoorbeeld seizoensopslag) vereist grotere hoeveelheden warmte om op te slaan en maakt derhalve gebruik van grotere warmteopslagvaten. Zo ontwikkelt en produceert het bedrijf Ecovat ondergrondse seizoenswarmteopslag voor warmtelevering aan de gebouwde omgeving, waarbij gedacht moet worden aan een cilindervormige ondergrondse constructie met een inhoud van bijvoorbeeld 20-90 duizend kubieke meter. Hierbij worden dan diameters van 30 tot 50 meter voorzien. Hiernaast zijn, voornamelijk in het buitenland, ook voorbeelden te vinden van bovengrondse grotere seizoensopslag tanks. Deze kunnen gekoppeld zijn aan een energiecentrale ten behoeven van restwarmteopslag voor bijvoorbeeld voeding aan een warmtenet.

FIGUUR 13 WARMTEOPSLAG IN WARMWATERTANKS (VOORBEELD VAN BOVENGRONDSE EN ONDERGRONDSE OPSLAGTANK)



Van toepassing op de efficiency van de warmteopslagtank, zijn onder andere het opslagvolume en de opslagtemperatuur van belang. Een hoge efficiency betekent dat er weinig verliezen zijn, en dat er dus minder warmte geladen hoeft te worden in het opslagvat. Van belang hierbij zijn de gebruikte materialen en de dikte van het toegepaste isolatiemateriaal. De weglekkende warmtestroom wordt mede bepaald door het temperatuurverschil binnen en buiten het opslagvat. Dit betekent dat voor bovengrondse opslagvaten de weersomstandigheden kunnen leiden tot eventuele extra afkoeling, terwijl voor ondergrondse warmwatertanks grondwaterstromingen mogelijk van belang zijn. De ingangstemperatuur (en daarmee de opslagtemperatuur) is daarnaast ook van belang, aangezien een hogere opslagtemperatuur hogere eisen zal stellen aan het isolatiemateriaal. Hiernaast hebben grotere opslagvaten relatief minder wandoppervlak (ten opzichte van de inhoud), waardoor lekverliezen via de wanden afnemen en dus de efficiency toeneemt.

Bovengrondse warmteopslag tanks (in Nederland voornamelijk glastuinbouw) kunnen staand of liggend geplaatst worden. Ondergrondse tanks worden staand geconstrueerd. De warmteopslagtemperatuur kan oplopen tot 95 °C. Dit is ook afhankelijk van de warmtebron en de hierdoor geproduceerde temperatuur. Een zonthermie-installatie kan hogere temperaturen leveren, terwijl restwarmtebronnen veelal een lagere temperatuur kennen (bijvoorbeeld tot 50°C). Afhankelijk van de grootte en toepassing van de warmteopslagtank kunnen hiernaast verschillende horizontale ‘waterlagen’ (stratificatie) gevormd worden, met ieder een eigen temperatuurniveau. Opslag van warmte en koude kan hierdoor ook plaatsvinden in een (grotere) tank.

Bij mogelijkheden voor het plaatsen van een warmwateropslagvat, moet vooraf altijd worden onderzocht:

- Juridische haalbaarheid

De juridische haalbaarheid dient te worden getoetst daar het systeem vergunningplichtig is. Voor de bouw van een bovengronds warmteopslagvat moet een bouwvergunning worden aangevraagd. De maximale hoogte van een tank is in veel bestemmingsplannen vastgelegd op 10 tot 12 meter, echter dit beleid is per gemeente verschillend, waarbij er ook vele uitzonderingen zijn op deze regel. Voor ondergrondse warmteopslag dient toestemming verkregen te worden voor het bodemgebruik. Hiernaast is het ook van belang rekening te houden met andere ondergrondse infrastructuur welke aanwezig is en die inpassing kan belemmeren.

- Technisch/economische haalbaarheid

Afhankelijk van de voorziene inzet voor de warmteopslagtank, dient vastgesteld te worden welke warmte en warmtetemperatuur opgeslagen dient te worden, en met welk doel. Een businesscase is hiermee veelal een samenspel van diverse factoren, zoals (seizoensafhankelijke) kostprijs en (seizoensafhankelijke) verkoopwaarde van de opgeslagen warmte en het aantal cycli. Aan de kostprijs zijde zijn diverse variabelen denkbaar, zoals het omzetten van (goedkope) elektriciteit in warmte (en eventuele benutten van zelfs negatieve elektriciteitsprijzen), maar ook het beschikbaar hebben van seizoensafhankelijke warmtebronnen (bijvoorbeeld zonthermie). De waarde van de warmteverkoop wordt gereguleerd in de warmtewet. Hiernaast kan warmteopslag bijvoorbeeld ook ingezet worden voor pieklastverschuiving (peakshaving) van de warmtevraag.

4.2.7 ELEKTRISCHE VOERTUIGEN (SMART CHARGING/VEHICLE-TO-GRID)

De meeste elektrische voertuigen (EVs) die momenteel op de markt zijn bevatten een accupakket bestaande uit Li-ion batterijcellen. EVs zijn daarom deels vergelijkbaar met stationaire Li-ion batterijopslag, maar verschillen op een paar belangrijke vlakken. Een EV is mobiel en daarom niet altijd gekoppeld aan het net. Daarnaast hebben de huidige EV-modellen in de meeste gevallen (nog) niet de technische specificaties om elektriciteit terug te kunnen leveren richting het net en is hiervoor een aangepaste laadinfrastructuur nodig.

SMART CHARGING ('V1G')

Elke EV heeft de mogelijkheid zijn laadsnelheid aan te passen. Dit gebeurt op basis van sturingssignalen vanuit de laadinfrastructuur. Het aanpassen van de laadsnelheid van een EV gebaseerd op externe input signalen (e.g. beschikbare netcapaciteit, elektriciteitsprijs, overschot duurzame elektriciteitsopwekking) wordt ook wel Smart Charging of V1G genoemd. Deze externe input wordt over het algemeen gestuurd door de operator van de laadinfrastructuur. Omdat het hier gaat om unidirectioneel laden (van grid richting EV) valt V1G

niet onder de definitie van energieopslag. Het gaat hier om zogenoemde slimme sturing of demand response van de load, vergelijkbaar met het slim aansturen van gemalen bij de waterschappen.

FIGUUR 14

VOORBEELD VAN V2G LAADINFRASTRUCTUUR



VEHICLE-TO-GRID (V2G)

Een toekomstige mogelijkheid in de integratie van EVs met het elektriciteitsnet is een EV die ook elektriciteit terug levert richting het net, dit wordt vehicle-to-grid (V2G) genoemd. De EV kan op deze manier fungeren als batterijopslag en zodoende meer flexibiliteit bieden richting het net. V2G wordt mede daarom gezien als een belangrijke toepassing om een groot aantal EVs te kunnen faciliteren met de mogelijke beperkingen van het net. Door de aansturing van een groot aantal EVs te aggregeren kan een ‘virtuele’ batterij worden gerealiseerd die te vergelijken is met stationaire batterijopslag op grote schaal. Er zijn dan minstens 150 tot 200 EVs nodig met ieder een flink accupakket van 60 tot 80 kWh om te komen tot een vergelijkbare capaciteit van een 1 MWh BESS dat 24/7 beschikbaar is. Er zijn meerdere barrières voor de commerciële inzet van V2G, waaronder de geschiktheid van EVs voor V2G, batterijgaranties vanuit OEMs en de vooralsnog hoge kosten van V2G laadinfrastructuur. Daarnaast speelt ook de impact op de EV-bestuurder een belangrijke rol.

MOGELIJKE INZET WATERSCHAPPEN

Net als stationaire Li-ion opslag kunnen EVs worden ingezet om een potentiële piek van duurzame elektriciteitsproductie af te zwakken en daarmee aftopping of de nodige netverzwaring te voorkomen.

In het geval van V1G kunnen de EVs (van bijvoorbeeld werknemers) overdag worden opgeladen met (een overschot aan) elektriciteit uit eigen duurzame elektriciteitsopwekking. Rekening houdend met de state of charge (SOC) van de accu en de beschikbare tijd aan de lader kan de laadsnelheid voor elke individuele EV op seconden basis worden aangepast aan de elektriciteitsproductie. Bij een overschot aan elektriciteit (e.g. in de middag) kan er op een hoger vermogen worden geladen en bij geen of weinig elektriciteitsopwekking (e.g. in de ochtend) tijdelijk niet, of op een lager vermogen worden geladen. V1G heeft geen additionele eisen aan de bestaande laadinfrastructuur en elke huidige EV beschikt over de functionaliteit om de laadsnelheid aan te passen.

Om een dergelijke use case succesvol in te zetten zijn de volgende aannames van belang:

- EVs zijn gedurende werktijd overdag (van circa 8 uur tot 18 uur) aanwezig en aangekoppeld op de laadinfrastructuur.
- Het vermogen van de laadinfrastructuur kan variëren tussen de 3,7 en 22 kW.
- Voor een realistische impact moet men uitgaan van een significant aantal full EVs met voldoende beschikbare batterijcapaciteit. Op deze manier wordt voorkomen dat na een relatief korte periode het volledige wagenpark al een volle batterij heeft en er geen sturing meer mogelijk is. Grof genomen betekent dit voor een 200 kW / 1600 MWh energieopslagsysteem zoals gebruikt in de voorbeeldcase A (paragraaf 5.4) een minimaal aantal van 80 EVs met ieder een beschikbare batterijcapaciteit van 20 kWh.

Inzet van V2G voor deze use case heeft alleen nut als auto's 24 uur per dag gekoppeld zijn, zodat er op momenten van weinig opwek (bijv. 's nachts) ook elektriciteit kan worden terug geleverd aan het net of richting bijvoorbeeld de RWZI.

5

FINANCIËLE HAALBAARHEID

ENERGIEOPSLAG

5.1 ELEKTRICITEITSVRAAG EN AANBOD

De kern achter de vraag naar energieopslag is de verwachting dat niet-stuurbare duurzame elektriciteitsopwekking (typisch zon-PV en windturbines) een belangrijke bijdrage gaat leveren aan de totale elektriciteitsopwekking. Dit kan zowel gelden op Europees niveau als op landelijk niveau als op lokaal niveau. Voor waterschappen is dit lokale niveau van belang. Zij willen optimaal gebruik maken van op eigen terrein opgewekte duurzame energie en een vorm van opslag is hierbij onontbeerlijk.

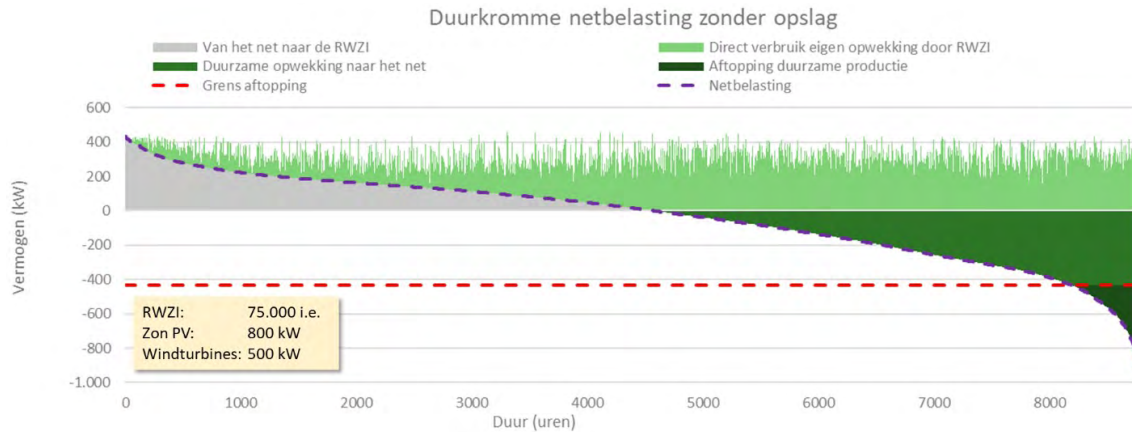
Voordat wordt ingegaan op de business case voor opslag gaan wij eerst dieper in op het te verwachten vraag- en aanbodpatroon van elektriciteit op het terrein van een typische rioolwaterzuivering (RWZI). Een belangrijke parameter daarbij is het zogenaamde **restverbruik**. Dit is het verschil tussen de gevraagde elektriciteit door de RWZI en de duurzame opwekking op het eigen terrein. Is het verschil positief dan wordt er minder opgewekt dan verbruikt en moet er bijgeleverd worden uit het openbare net. Is dit verschil negatief dan wordt er meer opgewekt dan de vraag naar elektriciteit en wordt dit (zonder opslag en bij voldoende netcapaciteit) teruggeleverd aan het openbare net.

Een methode om inzicht te krijgen in dit restverbruik is om dit weer te geven als een zogenaamde **duurkromme**. Het restverbruik, bijvoorbeeld bepaald op uurbasis, wordt gesorteerd van hoog naar laag. Hierdoor ontstaat een duurkromme die weergeeft voor welke duur het restvermogen boven een bepaalde waarde ligt. Het verlies van inzicht in de volgorde wordt ruimschoots goedge maakt door het inzicht dat in één oogopslag verkregen wordt. Een voorbeeld is gegeven in Figuur 15.

In deze figuur is het restverbruik op uurbasis weergegeven als de gestippelde kromme "Netbelasting". Omdat gesorteerd is op basis van dit restverbruik is dit een vloeiende kromme. Het grijze deel representeert het deel dat geleverd wordt door het net aan de RWZI. Het lichtgroene deel betreft duurzame opwekking die direct door de RWZI gebruikt wordt. Het donkergroene deel geeft de teruglevering van elektriciteit weer. In deze situatie is aangenomen dat de netcapaciteit beperkt is tot het vermogen dat nodig is voor het leveren van elektriciteit. Het deel dat niet teruggeleverd kan worden (donkerdergroen) moet, als er geen opslag wordt toegepast, worden afgetopt en gaat verloren.

FIGUUR 15

VOORBEELD VAN EEN DUURKROMME VOOR HET RESTVERBRUIK VAN EEN RWZI



In Figuur 15 is ook meteen te zien hoeveel uren er wordt geleverd door het net. Dit is het punt waar de netbelasting de nul-as kruist (bij circa 4500 uur). Het resterend aantal uren is sprake van teruglevering. Ook is meteen zichtbaar dat voor circa 550 uur in het jaar sprake is van **aftopping** van duurzame energie. Er is dan meer duurzame productie dan de RWZI en het net samen aankunnen.

De piekvraag van de RWZI is ook goed af te schatten uit deze figuur, het is de hoogste lichtgroene of grijze piek. In deze situatie is de piekvraag van de RWZI 460 kW. Het duurzaam opwekvermogen is daarmee circa drie keer zo groot als de piekvraag.

De totale elektriciteitsvraag van de RWZI (grijs + lichtgroen) is in deze situatie circa 2,0 GWh per jaar. Het duurzaam opwekpotentieel (alle groentinten samen) is circa 2,2 GWh/jaar. In principe is dit voldoende om de RWZI volledig te voorzien maar door een mismatch in vraag en aanbod moet een deel van de elektriciteit uit het net worden gehaald en ook deel van de duurzame elektriciteit worden afgetopt. Dit is waar energieopslag in beeld komt.

5.2 OVERZICHT VAN MOGELIJKE ENERGIEOPSLAG USE CASES

5.2.1 OPTIES VOOR ENERGIEOPSLAG

Recapitulerend is de kernvraag hoe RWZI's het best kunnen omgaan met een mogelijk overschot aan opwekking van duurzame energie op hun terrein. Daarbij is het uitgangspunt dat dit het best met een vorm van opslag kan gebeuren. Elektriciteit wordt opgeslagen op moment dat er een overschot aan duurzame productie is en wordt gebruikt voor energielevering op het moment dat daar vraag naar is. Dit hoeft niet direct in de vorm van elektriciteit te zijn. Er kunnen overwegingen zijn om deze elektriciteit eerst om te zetten in bijvoorbeeld waterstof of warmte. Dit is onder andere een economische afweging waarbij de meerkosten van een investering in een elektrische boiler of electrolyser moeten worden afgewogen tegen de meerwaarde van de geleverde warmte of waterstof.

In onderstaande paragrafen wordt een aantal opties voor het gebruik van overschotten aan elektriciteit in combinatie met opslag besproken. Het zijn combinaties van techniek en regelstrategie. De beschrijving van deze opties is gebruikt om in overleg met de begeleidingscommissie van dit project de meest zinvolle opties te selecteren voor verdere uitwerking. Deze zijn onder andere gekozen op basis van aansprekendheid en de termijn waarop deze gaan spelen.

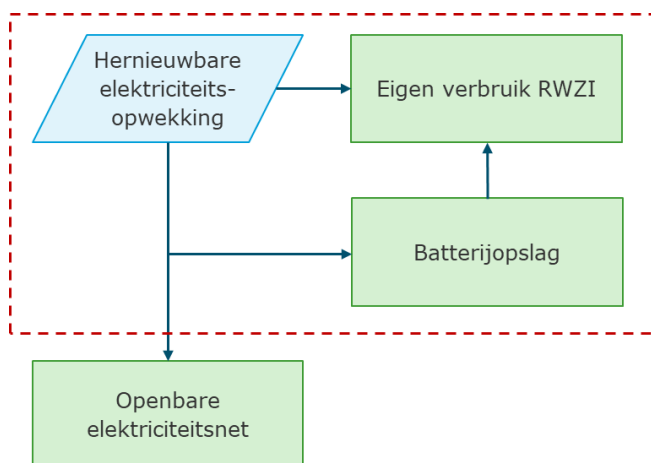
Op basis daarvan is een drietal opties uitgekozen voor verdere uitwerking. Dit zijn:

1. Piekreductie en het voorkomen van netverzwaring met batterijopslag
2. Maximalisatie van eigenverbruik duurzame energie met batterijopslag
3. Warmtelevering aan een warmtedistributiesysteem op basis van een warmtepomp en ondergrondse opslag.

De gekozen opties worden in paragraaf 5.4 tot en met paragraaf 5.6 in meer detail uitgewerkt.

5.2.2 PIEKREDUCTIE EN VOORKOMEN VAN NETVERZWARING

Een RWZI (afbakening rode stippellijn) heeft hernieuwbare opwekking (zon-PV en windturbines) op het terrein. Het openbare net heeft maar een beperkte capaciteit. Als er meer wordt opgewekt dan het net aan kan plus het eigenverbruik, wordt dit opgeslagen in een batterij (zolang deze nog opslagcapaciteit vrij heeft). Zo gauw er weer netcapaciteit vrij is, ontlad de batterij totdat de netcapaciteit volledig gebruikt is of totdat het maximum vermogen van de batterij bereikt is.

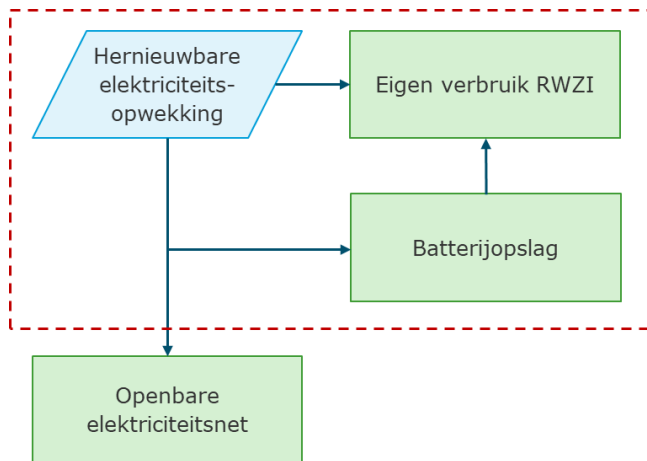


Het alternatief voor een investering in de batterij is het aftoppen van de productie of het verzwaren van de netaansluiting. In deze situatie wordt de maximale capaciteit van de netaansluiting volledig benut.

In het geval van EVs zijn de energiestromen vergelijkbaar. Als EVs worden ingezet met V2G dan is bovenstaand schema identiek. Als er gebruik wordt gemaakt van V1G zal er geen stroom terug plaatsvinden richting het openbare elektriciteitsnet of het eigen verbruik RWZI.

5.2.3 MAXIMALISATIE VAN EIGENVERBRUIK DUURZAME ENERGIE

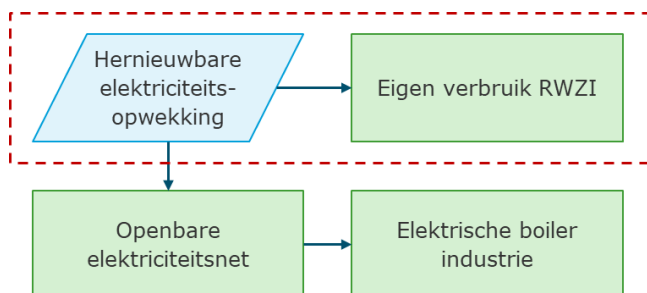
Een RWZI heeft hernieuwbare opwekking (zon PV en windturbines) op het terrein. Het openbare net heeft voldoende capaciteit om het volledige gevraagde of opgewekte vermogen aan de kunnen. Als er meer wordt opgewekt dan het eigenverbruik, wordt dit opgeslagen in een batterij (zolang deze nog opslagcapaciteit vrij heeft). Zo gauw er minder eigen productie is dan eigen verbruik, ontlad de batterij totdat het eigenverbruik volledig gedekt is of totdat het maximum vermogen van de batterij bereikt is.



Het alternatief voor een investering in de batterij is het leveren aan en inkopen van het net. In deze situatie wordt de maximale capaciteit van de netaansluiting mogelijk niet volledig benut.

5.2.4 WARMTELEVERING VOOR INDUSTRIE/PROCESSEN

Circa 75% van het industrieel warmtegebruik in de EU is hoge temperatuur (>100 °C). Verder zullen industrieën meestal voldoende restwarmte hebben om aan hun laagwaardige warmtebehoefte te voldoen. Omzetten van surplus elektriciteit in hoogwaardige warmte (>100 °C) lijkt daarom de enige zinvolle optie, mede ook omdat dit meer waarde heeft dan laagtemperatuurwarmte.

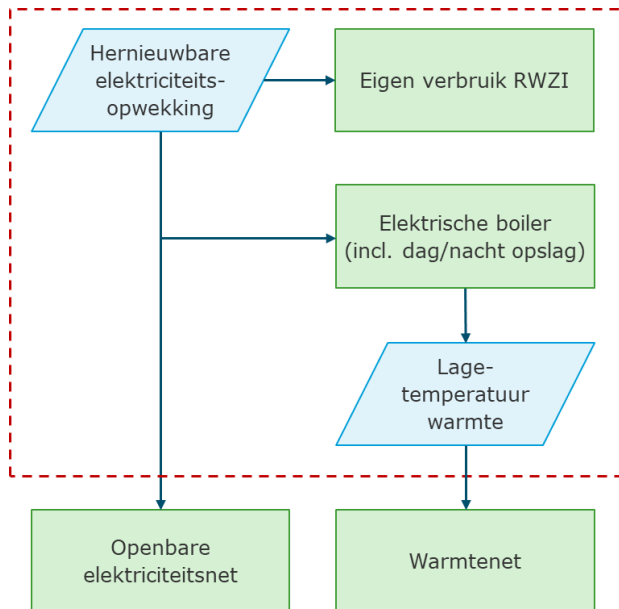


Een aparte stoomleiding aanleggen voor om stoom uit surplus elektriciteit te transporteren naar een nabijgelegen industrieterrein wordt op voorhand als te duur ingeschat. Een dergelijke infrastructuur vraagt een hoge investering en omdat maar op een beperkt aantal uren in het jaar sprake is van een overschot aan duurzame opwekking, en mogelijk een beperkt volume, wordt de geleverde stoom duur.

Een elektrische koppeling (surplus elektriciteit verkopen aan industrieën met een elektrische stoomboiler) lijkt het enige zinvolle alternatief. Het voordeel is een mogelijk hogere elektriciteitsprijs dan op de elektriciteitsmarkt. Dit is echter geen opslagoptie, meer een handelsoptie.

5.2.5 WARMTELEVERING AAN WARMTEDISTRIBUTIESYSTEEM (BOILER)

Uitgangspunt is een RWZI die al laagwaardige warmte levert aan een warmtenet bijv. ten behoeve van stadsverwarming. In een situatie van overschot van productie van duurzame energie (de netcapaciteit is beperkt of de verkoopprijs is te laag) wordt het overschot aan elektriciteit in een elektrische boiler omgezet in warmte en deze wordt geleverd aan het warmtenet. Vooralsnog is het uitgangspunt dat alle warmte die uit “overschotelektriciteit” wordt geproduceerd, uiteindelijk ook wordt geleverd en dus inkomsten oplevert.



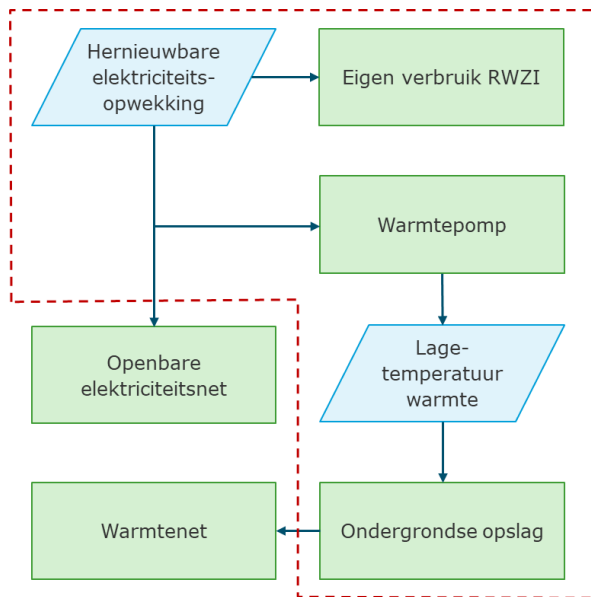
Door toepassing van een dag/nachtbuffer kunnen levering en productie verschoven worden. Overdag kan bijvoorbeeld geproduceerd worden met zonne-energie en 's avonds of 's ochtends, als er vraag is, kan deze warmte worden geleverd.

Het voordeel is het vermijden van aftopping van productie en een mogelijk hogere prijs voor levering. Met veel duurzame productie dalen de marktprijzen en daarmee de verkoopprijs.

5.2.6 WARMTELEVERING AAN WARMTEDISTRIBUTIESYSTEEM (WARMTEPOMP)

Deze optie lijkt op de voorgaande optie met het verschil dat nu gekozen wordt voor een warmtepomp en ondergrondse seizoensopslag van warmte (typisch in een aquifer).

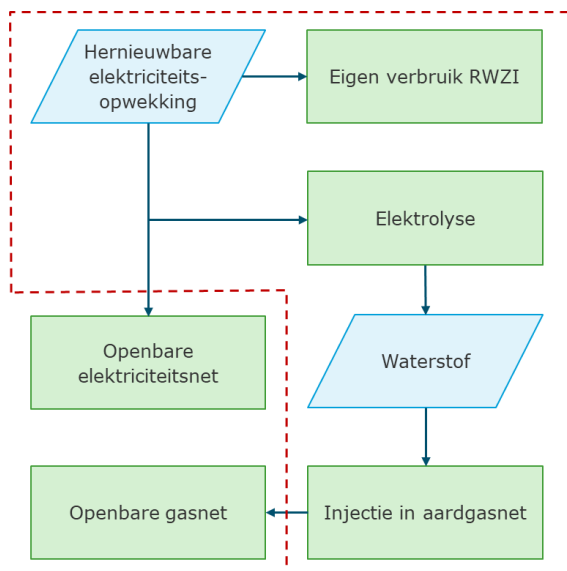
Het voordeel van deze configuratie is dat een warmtepomp een veel hogere prestatiecoëfficiënt heeft dan een elektrische boiler. Per eenheid elektriciteit worden veel meer eenheden warmte geproduceerd. Seizoensopslag biedt ook de mogelijkheid om te profiteren van goedkope zonnestroom in de zomer en de warmte te leveren in de winter, als de vraag en daarmee de prijs hoger zijn.



Deze configuratie vraagt wel een hogere investering. Warmtepompen en aquifers zijn veel duurder dan een elektrische boiler gecombineerd met een opslagvat. Het voordeel van een hogere warmteproductie en een hogere warmteprijs moeten worden afgewogen tegen de hogere investeringen.

5.2.7 WATERSTOFPRODUCTIE (DIRECTE INVOEDING IN HET GASNET)

In deze situatie wordt het overschot aan elektriciteit met elektrolyse omgezet in waterstof. De elektrolyser levert voldoende druk om de waterstof in het aardgasnet te injecteren. Een injectie-installatie met comptabele meting zorgt voor levering aan het aardgasnet.



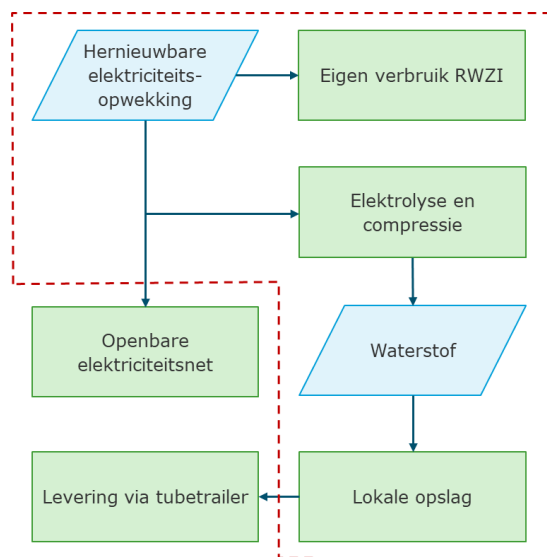
Het voordeel is het vermijden van aftopping en een mogelijk hogere prijs voor de levering van waterstof (op basis van calorische waarde en CO₂-prijs) dan voor de levering van elektriciteit op de markt. De warmte en de zuurstof geleverd door de elektrolyser hebben mogelijk ook waarde.

In deze situatie is geen sprake van expliciete opslag. Er wordt gebruik gemaakt van de intrinsieke opslagcapaciteit van het aardgasnet. De capaciteit is beperkt omdat er maar een beperkte hoeveelheid waterstof kan worden bijgemengd zonder dat andere gebruikers hier hinder van ondervinden.

De waterstof die wordt geleverd, wordt gebruikt voor verwarming en de prijs zal bepaald worden door de calorische waarden van het aardgas, eventueel gecorrigeerd voor de waarde van de vermeden CO₂-uitstoot.

5.2.8 WATERSTOFPRODUCTIE (LEVERING AAN INDUSTRIE VIA TUBETRAILER)

In deze situatie wordt het overschot aan elektriciteit met elektrolyse omgezet in waterstof. Waterstof wordt op druk gebracht en lokaal opgeslagen (circa 200 bar). Als de lokale opslag vol is, wordt de waterstof opgehaald met een tankwagen (tube trailer).

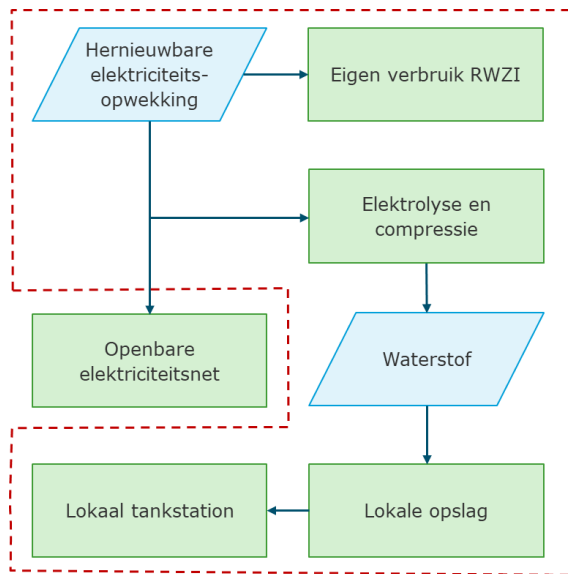


Het voordeel is het vermijden van aftopping en een mogelijk hogere prijs voor de levering van waterstof (op basis van marktprijs en CO₂-prijs) dan voor de levering van elektriciteit op de markt. De warmte en de zuurstof geleverd door de elektrolyser hebben mogelijk ook waarde.

Een voordeel is ook dat de waterstof nu geleverd wordt voor industrieel gebruik. Dit is in de meeste gevallen als grondstof (feedstock), bijvoorbeeld voor ammoniaproductie. Dit heeft meer waarde dan gebruik als brandstof voor verwarming.

5.2.8.1 WATERSTOFPRODUCTIE (LOKAAL WATERSTOFTANKSTATION)

In deze situatie wordt het overschot aan elektriciteit met elektrolyse omgezet in waterstof. Waterstof wordt op druk gebracht en lokaal opgeslagen (circa 400 bar). De waterstof wordt via een lokaal tankstation met 350 bar beschikbaar gesteld voor bijv. servicevoertuigen van de RWZI. De overdruk (400 bar ten opzichte van 350 bar) is nodig om een tank te kunnen vullen.

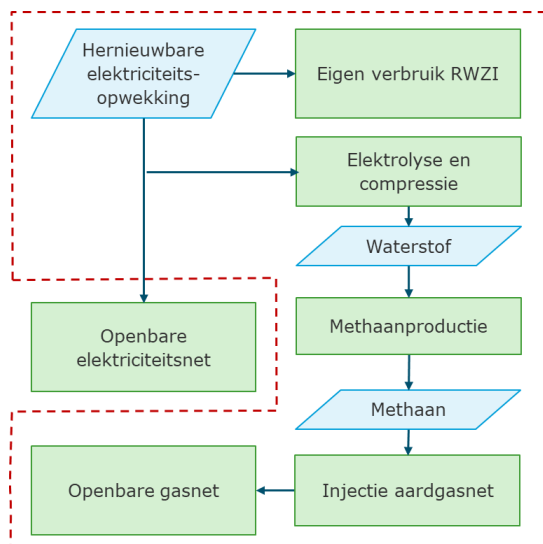


Het voordeel is het vermijden van aftopping en een mogelijk hogere prijs voor de levering van waterstof (op basis van vermeden benzine/dieselkosten of inkoop waterstof) dan voor de levering van elektriciteit op de markt. De warmte en de zuurstof geleverd door de elektrolyser hebben mogelijk ook waarde.

Een voordeel is ook dat, bij toepassing van servicewagens van de waterschappen zelf, de opgewekte energie geheel binnen het bedrijf gebruikt wordt. Dit kan een imagovoordeel opleveren.

5.2.9 METHAANPRODUCTIE (DIRECTE INVOEDING IN HET GASNET)

In deze situatie wordt het overschot aan elektriciteit met elektrolyse omgezet in waterstof. Waterstof wordt vervolgens omgezet naar methaan, gebruikmakend van een externe koolstofbron. Het methaan wordt vervolgens als groen gas geïnjecteerd in het openbare gasnet.



Het voordeel is het vermijden van aftopping en een mogelijk hogere prijs voor de levering van methaan (op basis van inkoop methaan) dan voor de levering van elektriciteit op de markt. De warmte en de zuurstof geleverd door de elektrolyser hebben mogelijk ook waarde.

5.3 MODELLERING KOSTEN EN BATEN

5.3.1 TECHNISCHE EIGENSCHAPEN VAN EEN OPSLAGSYSTEEM

De economische haalbaarheid van energieopslag hangt voor een belangrijk deel af van de **technische eigenschappen** van het opslagsysteem. De belangrijkste zijn:

- Het **vermogen**: hoeveel energie kan er per tijdseenheid geladen en ontladen worden. Dit wordt uitgedrukt in bijvoorbeeld kW of MW.
- De **capaciteit**: hoeveel energie kan het systeem opslaan, typisch uitgedrukt in kWh of MWh. De relatie tussen het vermogen en de capaciteit is de laad/ontlaadtijd. Een systeem met een vermogen van 100 kW en een capaciteit van 600 kWh kan maximaal 6 uur met vol vermogen laden of ontladen.
- Het **laad/ontlaad rendement**: bij iedere keer dat een opslagsysteem geladen of ontladen wordt treden energieverliezen op. In een batterij kunnen dit ohmse of elektrochemische verliezen zijn. Voor opslag van waterstof is dit het energieverbruik voor het vloeibaar maken of op druk brengen van de waterstof.
- De **opslagverliezen**: dit zijn de verliezen die optreden tijdens opslag. Bijvoorbeeld bij opslag van warmte in de ondergrond zal een deel van de warmte weglekken naar de omgeving. Een deel van wat initieel in het systeem wordt opgeslagen, kan hier niet meer uitgehaald worden. De opslagverliezen zijn afhankelijk van de tijd. Hoe langer de opslag duurt, des te groter het verlies. De combinatie van het laad/ontlaadrendement en de opslagverliezen wordt ook wel het **cycluserendement** genoemd. Dit cycluserendement hoort dan bij een typische opslagduur voor het betreffende systeem.
- De **levensduur** van het opslagsysteem: hoe korter de levensduur van een opslagsysteem des te zwaarder de kapitaallasten meetellen in de economische haalbaarheid. Er is immers minder tijd om de investeringen terug te verdienen.
- De **degradatie** van het opslagsysteem: rendementen en capaciteit kunnen door degradatie in de loop van de tijd verminderen. Een complicerende factor hierbij is dat dit afhankelijk is van de bedrijfsvoering van het opslagsysteem. Veel cycli en diep ontladen van een batterijsysteem leiden vaak tot versnelde degradatie.

5.3.2 KOSTEN EN BATEN VAN EEN OPSLAGSYSTEEM

De economische haalbaarheid is in zijn eenvoudigste vorm de balans van de **kosten** en de **baten** op basis van de bedrijfsprestaties van het opslagsysteem. Aan de kostenkant wordt over het algemeen onderscheid gemaakt tussen investeringen (CAPEX) en operationele kosten (OPEX):

- De **CAPEX** bevat bijvoorbeeld de kosten van de aanschaf van het systeem, het aankopen van grond om een opslagsysteem te installeren, de eenmalige kosten van een netaansluiting, de engineering en dergelijke.
- De **OPEX** bevat bijvoorbeeld de kosten van hulpenergie, onderhoud van het systeem, salarissen van bedienend personeel, verzekeringen en transportvergoeding voor de netaansluiting. In dit rapport wordt uitgegaan van enkel vaste operationele kosten (onafhankelijk van het aantal draaiuren).

Een aparte categorie zijn de kapitaallasten. Iedere investeerder verwacht een bepaald rendement op zijn investering. Dit rendement hangt onder andere af van de vigerende **marktrente** (typisch staatsobligaties voor 10 jaar) en het **risico** dat de investeerder loopt bij deze investering. In veel economische analyses worden de kapitaallasten niet expliciet meegenomen, maar impliciet door **verdiscontering**. Dit houdt in dat aan inkomsten die verder weg in de toekomst liggen minder waarde wordt toegekend dan aan inkomsten die in de tijd dichterbij

liggen. Verdiscontering is een standaard manier om kosten en baten in de tijd af te wegen en is de basis voor het berekenen van de **netto contante waarde** (NCW) van een project en de “**return on investment**” (ROI). Een positieve netto contante waarde betekent dat de baten van een project hoger zijn dan de kosten bij een gegeven rentevoet. De ROI kan direct vergeleken worden met de rentevoet. Is de ROI groter dan de rentevoet dan is de NPV positief.

De batenkant is complex. Er zijn vele manieren waarop een opslagsysteem baten kan genereren. De belangrijkste baten voor een opslagsysteem zijn samengevat in onderstaande tabel.

TABEL 3 OVERZICHT VAN BATENPOSTEN VOOR EEN OPSLAGSISTEEM

Batenpost	Omschrijving	Waardering
Voorkomen netcongestie	Er is een tekort aan netcapaciteit voor teruglevering. Een opslagsysteem zorgt dat de netbelasting beneden een bepaalde grens blijft. Als dit niet lukt (bijv. vanwege onvoldoende capaciteit) wordt duurzame energie afgeschakeld.	De waarde is gelijk aan de kosten van een vermeden netinvestering of de gedeerde inkomsten van energieverkoop door aftopping.
Piekscheren	Piekscheren vertoont veel overeenkomsten met het voorkomen van netcongestie. In deze situatie gaat het om het minimaliseren van kosten voor transport van elektriciteit. Deze zijn in de regel voor RWZI's voor een groot deel afhankelijk van de gevraagde en gecontracteerde capaciteit.	Deze baten worden gewaardeerd op basis van het verlagen van de jaarlijkse piekbelasting en het tarief voor contractvermogen en piekvermogen.
Maximalisatie eigenverbruik	De op eigen terrein opgewekte duurzame energie wordt zoveel mogelijk zelf gebruikt.	De waarde zit in vermeden inkoop van elektriciteit inclusief eventuele groencertificaten, heffingen en belastingen.
Arbitrage op prijs	Het opslagsysteem kan gebruikt worden om bij lage elektriciteitsprijzen in te kopen en bij hoge prijzen te verkopen. Dit kan een hoge elektriciteitsprijs zijn, maar bij conversie naar warmte of waterstof ook een hoge warmte/waterstofprijs.	De waarde zit in het prijsverschil tussen inkoop en verkoop en het volume aan elektriciteit.
Aanbieden systeemdiensten	Het opslagsysteem kan worden gebruikt om (indien nodig in samenwerking met een aggregator) flexibiliteit aan te bieden in de elektriciteitsmarkt. Het kan gaan om capaciteit in verband met netcongestie of voor een bestaande markt (onbalansmarkt, markt voor frequentiecontrole).	De waarde zit in de vergoeding die ontvangen wordt voor het beschikbaar stellen van capaciteit en het daadwerkelijk afroepen van capaciteit. Dit is afhankelijk van de markt.

De in Tabel 3 genoemde **aggregator** is een commerciële dienstverlener die flexibiliteit in de elektriciteitsmarkt bundelt tot een grootte die bruikbaar is om aan te bieden op de verschillende markten.

Een aantekening bij piekreductie is dat in Nederland producenten van elektriciteit geen transportvergoeding betalen, alleen periodiek en eenmalige aansluitkosten. Bij piekreductie voor teruglevering van duurzame energie wordt daarom niet bespaard op transportkosten, alleen op aansluitkosten. In de huidige economische vergelijking op hoofdlijnen is dit verschil nog niet meegenomen. Uit Tabel 3 blijkt dat er veel verschillende soorten inkomstenstromen zijn. In de praktijk moet daarom geoptimaliseerd worden op basis van deze potentiële inkomstenstromen. Deze zijn afhankelijk van elkaar. Capaciteit die aangeboden wordt op een congestie markt moet ook afroepbaar blijven en kan niet ingezet worden voor bijvoorbeeld arbitrage. Dit wordt al snel complex en vraagt optimalisatiealgoritmen die buiten het bestek van deze studie vallen.

Naast bovengenoemde baten kan ook subsidie een significante bron van inkomsten zijn. Gezien het projectspecifieke karakter van subsidie en de huidige onduidelijkheid omtrent de SDE++ voor opslagsystemen is subsidie niet meegenomen als batenpost in onze analyse.

5.3.3 REGELSTRATEGIE EN AANTAL DRAAIUREN

Het belang van een goed optimalisatiealgoritme is een brug naar een andere belangrijke invloedsfactor die vaak over het hoofd wordt gezien, namelijk de **regelstrategie** voor het opslagsysteem. Deze moet rekening houden met het complexe samenspel tussen verschillende potentiële baten en eventuele kosten verbonden aan degradatie van het opslagsysteem afhankelijk van de bedrijfsvoering. Dit vraagt om complexe optimalisatiealgoritmen.

Daarnaast wordt in haalbaarheidsberekeningen vaak uitgegaan van historische data (energievraag, duurzaam opwekpotentieel, energieprijzen) voor bijvoorbeeld een representatief jaar. De inzet van het opslagsysteem wordt hierop geoptimaliseerd. Dit houdt echter in dat wordt uitgegaan van een perfecte voorkennis van bijvoorbeeld vraag naar en aanbod van energie en van marktprijzen. In de praktijk is dit niet zo en moet uitgegaan worden van voorspellingen. Dit heeft een negatieve invloed op het economisch rendement omdat voorspellingen nooit perfect zijn. In de praktijk kan deze onzekerheid bijvoorbeeld worden meegenomen door een extra risico-opslag toe te passen op de gehanteerde rentevoet.

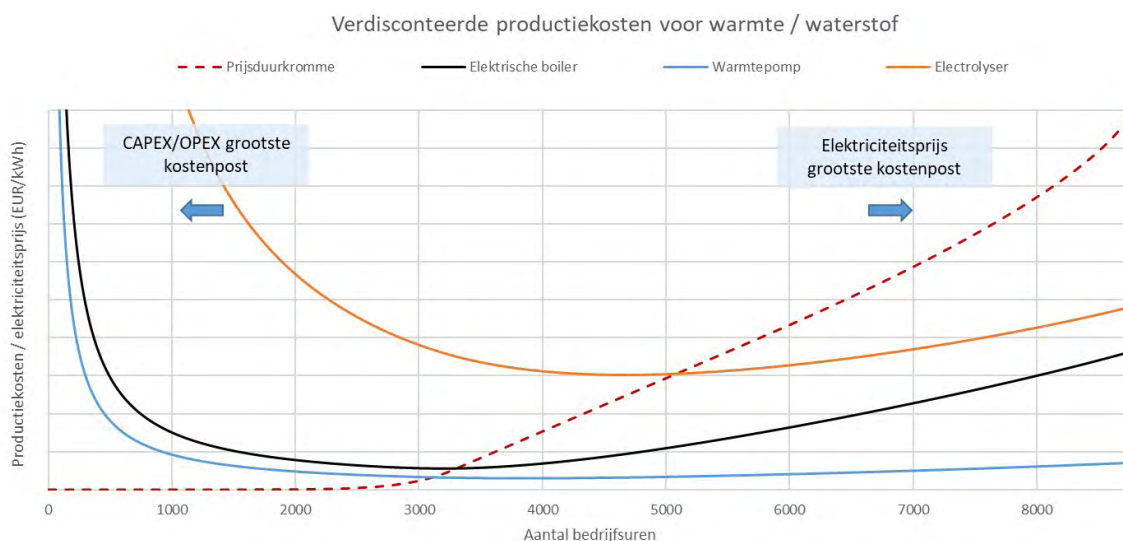
Een andere belangrijke factor voor de financiële haalbaarheid van een optie is het aantal uren dat overproductie optreedt (meer duurzame productie dan vraag door de RWZI en eventueel ook meer dan het net aankan). Gedurende deze uren is elektriciteit tegen lage kosten beschikbaar. Als er landelijk ook sprake is van een overschot aan duurzame productie is deze prijs nul euro of lager.

Het effect daarvan is weergegeven in Figuur 16. Ook dit is een durvkromme. Op de horizontale as staat de bedrijfsduur van een installatie (elektrische boiler, warmtepomp, electrolyser). De prijsduurkromme geeft aan gedurende welke tijd de elektriciteitsprijs onder een bepaalde waarde ligt.

De productiekosten in deze grafiek zijn verdisconteerd. Dat wil zeggen dat investeringen verdisconteerd zijn over de totaal geleverde energie (warme, waterstof) en over de levensduur van de installatie.

FIGUUR 16

VOORBEELD VAN HET EFFECT VAN HET AANTAL BEDRIJFSUREN OP PRODUCTIEKOSTEN



Het belangrijkste inzicht uit Figuur 16 is dat er een optimaal aantal draaiuren bestaat voor de installatie. Beneden dit aantal draaiuren moeten de investeringen (CAPEX) en de vaste operationele kosten (OPEX) verdisconteerd worden over minder uren. Per bedrijfsuur (en dus per hoeveelheid geleverde energie), levert dit hogere kosten op. Boven dit aantal draaiuren wordt het effect van de stijgende elektriciteitsprijs dominant. Er is geen overproductie aan elektriciteit meer beschikbaar en deze moet uit het net gehaald worden met bijbehorende kosten. Waar beide effecten in balans zijn, liggen de minimum productiekosten.

Een ander belangrijk inzicht is dat bij weinig draaiuren, de productiekosten hoog zijn. Investerings en vaste operationele kosten moeten immers over weinig productie-uren worden verdeeld dus de kosten per productie-uur worden hoog. Hierin zijn typische verschillen te zien:

- De elektrische boiler is qua investering per vermogen de goedkoopste optie. Deze heeft niet zoveel draaiuren nodig om tot lage productiekosten te komen omdat de investeringen en de operationele kosten laag liggen.
- De warmtepomp vraagt hogere investeringen per vermogen. Echter, een warmtepomp levert per eenheid energie veel meer eenheden warmte (een COP van 5 is goed mogelijk). De kosten per draaiuur zullen dus hoger liggen dan voor een elektrische boiler maar omdat een warmtepomp van hetzelfde vermogen meer warmte produceert, zijn de kosten per geleverde hoeveelheid energie lager. Het effect van een stijgende elektriciteitsprijs is ook lager. Bij een elektrische boiler werkt die een-op-een door, bij een warmtepomp minder vanwege een COP groter dan één.
- Bij de electrolyser liggen de investeringskosten per vermogen ook hoger. Daarnaast is het rendement van een electrolyser lager dan dat van een elektrische boiler of een warmtepomp. De kosten per geleverde hoeveelheid waterstof nemen daardoor toe. De figuur suggereert dat enige duizenden draaiuren nodig zijn voor minimale productiekosten. Deze minimale productiekosten liggen significant boven die van warmte.

De data die gebruikt zijn voor het maken van Figuur 16 is realistisch maar niet uitgewerkt voor een specifieke case. De inzichten zijn geldig maar voor een specifieke investering zullen ook specifieke berekeningen gemaakt moeten worden.

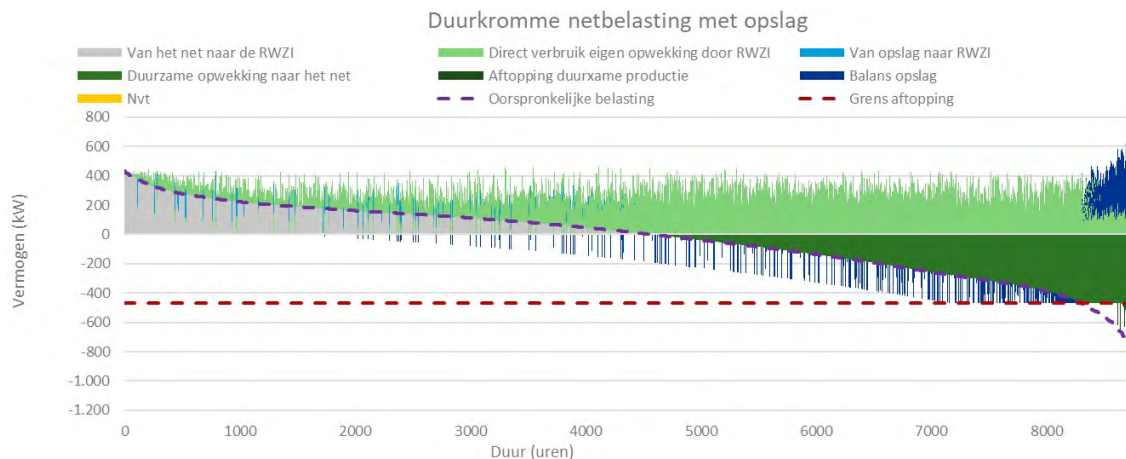
5.4 CASE A - PIEKREDUCTIE TER VOORKOMING VAN NETCONGESTIE

Deze case betreft een situatie waarin een RWZI met duurzame opwekking geconfronteerd wordt met een beperking in netcapaciteit (zie paragraaf 5.2.2). Met behulp van een batterijsysteem worden productiepieken afgevangen zodanig dat het net niet zwaarder belast wordt dan een gegeven grens. Voor deze case is de regelstrategie simpel, namelijk houdt de batterij zo leeg mogelijk om pieken te kunnen opvangen:

- Als de teruglevering van duurzame productie hoger dreigt te worden dan het net aan kan, wordt de batterij ingezet. Deze slaat duurzame energie op zo lang als nodig is en totdat de batterij vol zit.
- Zo gauw de teruglevering van duurzame productie onder de netcapaciteit uitkomt gaat de batterij ontladen via het net of, als dat kan, rechtstreeks naar de RWZI.

Het effect van deze regelstrategie is weergegeven in **Figuur 17**, gelijk aan Figuur 15 maar dan het effect van opslag toegevoegd). Deze figuur is gebaseerd op toepassing van een Li-ion batterijsysteem met een vermogen van 200 kW en een capaciteit van 1600 kWh. Lichtblauw is weergegeven wanneer het opslagsysteem direct levert aan de RWZI. Donkerblauw is het laden van het opslagsysteem met duurzame energie (boven de nul-as) of het terugleveren van elektriciteit van het opslagsysteem aan het net (onder de nul-as).

FIGUUR 17 EFFECT VAN TOEPASSING VAN OPSLAG (200 KW, 8 UUR) IN GEVAL VAN NETCONGESTIE



De batterij doet wat het moet doen, namelijk laden op het moment van dreigende aftopping. De piek wordt gereduceerd met het vermogen van de batterij (200 kW). De batterij ontladend zo snel mogelijk en houdt bijvoorbeeld geen rekening met maximalisatie van het eigenverbruik van duurzame energie door de RWZI. Dit is te zien aan de ontlading van de batterij naar het net toe (blauwe pieken onder de nul-as).

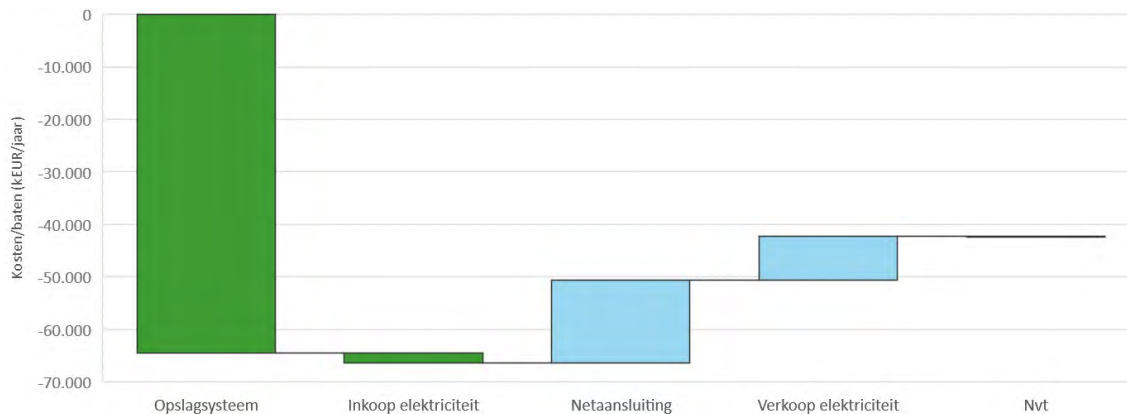
De bedrijfstijd van de batterij in deze toepassing is laag, nog geen 1000 uur. Dit hangt samen met het feit dat er maar circa 550 uur in het jaar sprake is van netcongestie. Gedurende deze uren laadt de batterij. Samen met het aantal ontladuren blijven circa 8000 bedrijfsuren over waarin deze batterij andere diensten kan bieden.

Op basis van enige kentallen, gebaseerd op het voor dit project ontwikkelde kosten-batenmodel kan een financiële afweging op hoofdlijnen worden gemaakt:

- De verdisconteerde kosten van een opslagsysteem van 200 kW over de levensduur van 15 jaar zijn circa 36 kEUR/jaar
- De kosten voor een netverzwaring van 200 kW over de levensduur van 40 jaar worden geschat op circa 16 kEUR/jaar
- De gedeelde inkomsten aan elektriciteitsverkoop bij aftopping zijn circa 1,8 kEUR per jaar.

In grote lijnen is opslag de duurste optie. Netverzwaring is een goedkopere optie, deels vanwege de lagere investeringen per kW capaciteit en deels vanwege de lange levensduur. Veruit de goedkoopste optie is het aftoppen van duurzame productie. Dit lijkt tegenstrijdig, maar aftopping hoeft maar een beperkt aantal uren in het jaar plaats te vinden. De daarmee gepaard gaande volume aan verloren elektriciteit is relatief klein. Daar staat een veel hogere investering in een opslagsysteem of een netverzwaring tegenover die ook maar een beperkt aantal uren per jaar nodig zijn.

FIGUUR 18 VOORBEELD VAN KOSTEN EN BATEN VOOR HET ELEKTRICITEITSOPSLAGSYSTEEM



Figuur 18 geeft een voorbeeld van een watervaldiagram voor de verdisconteerde jaarkosten (het verschil tussen de situatie zonder en met opslag). Hieruit blijkt dat de baten van een kleinere netaansluiting en meer inkomsten uit elektriciteitsverkoop niet opwegen tegen de kosten van een opslagsysteem. Figuur 15 geeft een beeld op basis van het kostenniveau voor 2020. Zoals eerder betoogd, zullen batterijkosten door leereffecten snel dalen. Een halvering van de batterijkosten levert al bijna een positieve business case op voor deze ene toepassing.

In deze business case zijn gedeelde SDE++ inkomsten niet meegenomen. Subsidie is vaak gebonden aan een maximum aantal productie-uren. De verwachting is dat aftopping plaatsvindt buiten dit aantal uren.

De conclusie voor de huidige situatie is in lijn met de conclusie uit Figuur 16 namelijk dat een investering in opslag met (nog) relatief hoge kosten per kW capaciteit pas kan renderen als er voldoende draaiuren worden gemaakt. Pas dan wordt de investering terugverdiend. Een combinatie met andere toepassingen (het zogenaamde “value stacking”) lijkt een noodzaak.

Een mogelijk optie is een combinatie met het leveren van systeemdiensten zoals frequentiesturing. In Nederland kan er in 4-uurs blokken geboden worden op de primaire (FCR) frequentie response en de passieve onbalansmarkt waarbij de partij die levert wordt gecompenseerd door de Nederlandse transmissiesysteembeheerder (TenneT) op basis van het vermogen dat beschikbaar wordt gesteld.

Voor een dergelijke combinatie aan use cases is een uitgebreider modellering noodzakelijk en dit valt buiten het doel van deze paper.

Om toch een voorbeeld te schetsen voor deze case kunnen we aannemen dat de 8000 extra bedrijfsuren van het systeem overeenkomen met beschikbaarheid voor het leveren van FCR in vier van de zes 4-uurs blokken per dag. De prijs voor de FCR NL markt varieert maar is gemiddeld genomen over 2020 circa 318 EUR/MW/dag¹⁴.

Voor een combinatie van deze diensten zou een andere dimensionering noodzakelijk zijn van de batterij. Het systeem moet dan een vermogen van 1000 kW en een capaciteit van 1600 kWh hebben. Hiervoor is wel een netaansluiting van 1000 kW noodzakelijk. De investeringskosten van de batterij zullen hierdoor circa 10% toenemen, maar het voordeel is dat de extra baten-

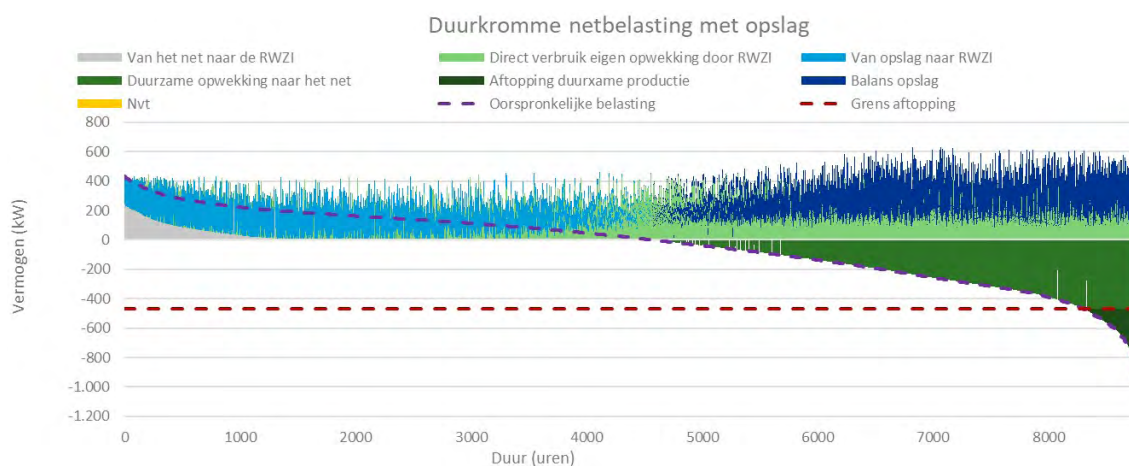
14 <https://www.regelleistung.net/apps/datacenter/tendering-files/>

post met een factor 5 zal toenemen tot 77.500 EUR/jaar. De inkomsten zijn afhankelijk van de gekozen netaansluiting.

5.5 CASE B - MAXIMALISATIE VERBRUIK EIGEN DUURZAME PRODUCTIE

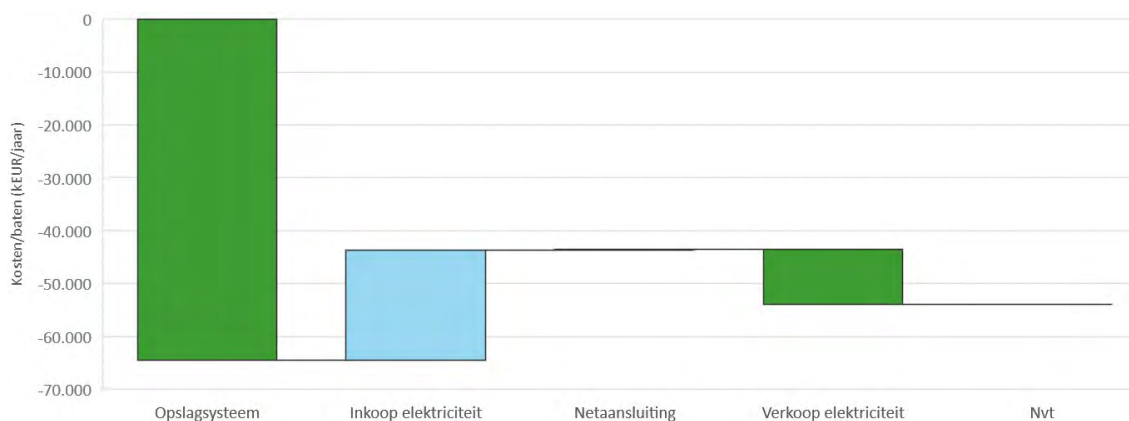
Maximalisatie van de eigen duurzame productie vraagt een andere regelstrategie. Het opslagsysteem zal nu opladen zodra er teruglevering van duurzame energie aan het openbare net dreigt en ontladen zolang daar ruimte voor is. Dat wil zeggen dat niet de volledige vraag van de RWZI wordt ingevuld door duurzame opwekking. Figuur 19 geeft de duerkromme weer, inclusief het effect van deze opslagstrategie.

FIGUUR 19 EFFECT VAN TOEPASSING VAN OPSLAG (200 KW, 8 UUR) VOOR EIGEN VERBRUIK



In deze figuur is duidelijk te zien dat het opslagsysteem veel meer draaiuren maakt dan bij een regelstrategie op basis van aftopping. Tijdens uren van overproductie wordt geladen en tijdens uren van minder duurzame productie dan vraag, ontlad het opslagsysteem. Er is nog steeds vermogen uit het openbare net nodig omdat het vermogen van 200 kW van het opslagsysteem te weinig is voor de piekvraag. Verder is de opslagcapaciteit van 8 uur te weinig om veel meer dan een dagcyclus op te vangen. Niet zichtbaar vanwege de resolutie van deze figuur is dat nog steeds de maximale netcapaciteit nodig is. Er zijn dagen zonder zon, wind en opgeslagen energie en op deze momenten moet het net bijspringen. Het opslagsysteem levert niet terug aan het net, zoals ook verwacht mag worden op basis van de regelstrategie.

FIGUUR 20 VOORBEELD VAN KOSTEN EN BATEN VOOR HET ELEKTRICITEITSOPSLAGSYSTEEM



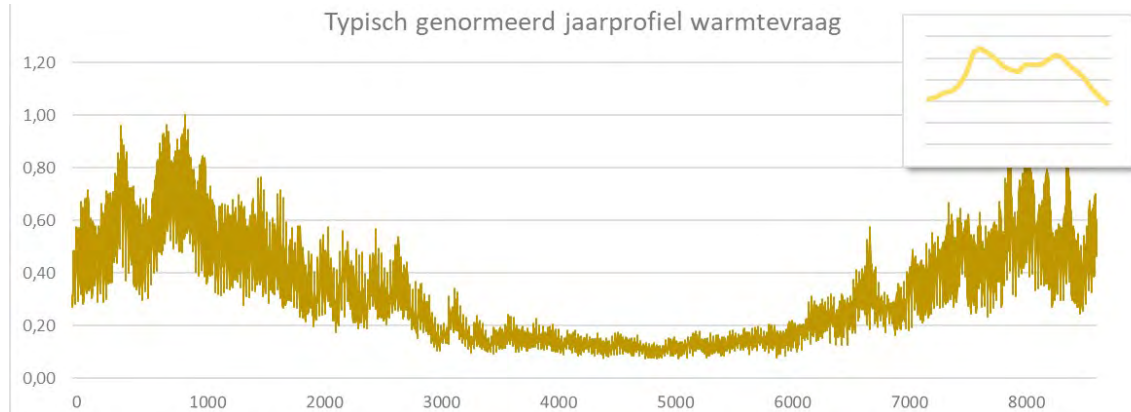
Figuur 20 geeft aan dat er baten zijn vanwege de vermeden inkoop van elektriciteit. De aanname daarbij is dat de verkoop van elektriciteit minder oplevert dan de inkoop kost, onder andere omdat belastingen worden vermeden. Ook in deze situatie, met de huidige aannamen, is er nog geen positieve business case. Value stacking zoals beschreven onder case A is dus belangrijk, maar ook optimalisatie van de dimensionering van het systeem.

5.6 CASE C - WARMTELEVERING AAN WARMTEDISTRIBUTIESYSTEEM – WARMTEPOMP/ SEIZOENSOPSLAG/ATES

In deze doorrekening wordt een eerste indruk gegeven van de bijdrage die hogere temperatuuropslag in een ATES kan leveren voor de opslag van een overschot aan elektriciteit.

Warmtelevering aan een bestaand warmtedistributiesysteem met behulp van een ATES/warmtepompsysteem vraagt om opslag met een veel hogere capaciteit en een langere duur. Dit wordt geïllustreerd in Figuur 21. Warmtevraag is typisch seizoensafhankelijk en het verschil tussen de zomerpiekvraag en de winterpiekvraag kan een factor 10 of meer zijn. Naast een typisch dagwarmtevraagprofiel is er daarom ook sprake van een typisch seizoensvraagprofiel.

FIGUUR 21 TYPISCH GENORMEERD WARMTEVRAAGPROFIEL VOOR EEN WARMTENET. DE INZET GEEFT EEN TYPISCH DAGPROFIEL WEER

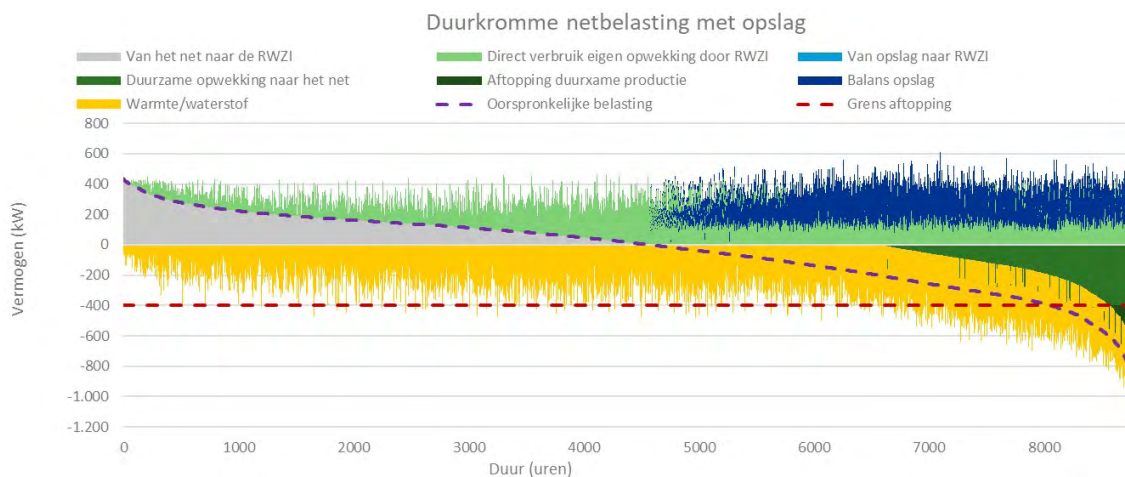


De piekvraag (winter) valt niet samen met de maximale productie van zon-PV (lente, zomer) en deze mismatch vraagt om seizoensopslag. Figuur 21 laat echter ook zien dat er een basislast is aan warmtevraag. Deze warmtevraag (circa 10% van de piekvraag) wordt het hele jaar door gevraagd. De inzet van het opslagsysteem om basislast te leveren, zal een lagere capaciteit vragen dan een systeem dat de winterpiek moet leveren. Het is daarbij niet zinvol om het opslagsysteem zodanig te dimensioneren dat aan de volledige piekvraag kan worden voldaan. Deze piekvraag komt maar heel weinig voor en, zoals al betoogd in paragraaf 5.3.3, levert dit maar weinig draaiuren op om een investering terug te verdienen. De piekvraag wordt in de regel ingevuld door hulpketels, al dan niet op duurzame brandstof.

Een ATES/warmtepompsysteem zal zich dus richten op basislast (het hele jaar door) en middenlast (gemiddelde seizoensvariatie). Waar het optimum ligt, hangt af van veel factoren, onder andere het verschil in warmteprijs tussen de zomer en de winter. Daarnaast kan, in tegenstelling tot een batterijsysteem, het vermogen voor laden (productie warmte uit warmtepomp) en voor ontladen (levering van warmte aan het distributienet) onafhankelijk van elkaar worden aangepast. Dit vraagt om optimalisatie per specifiek project.

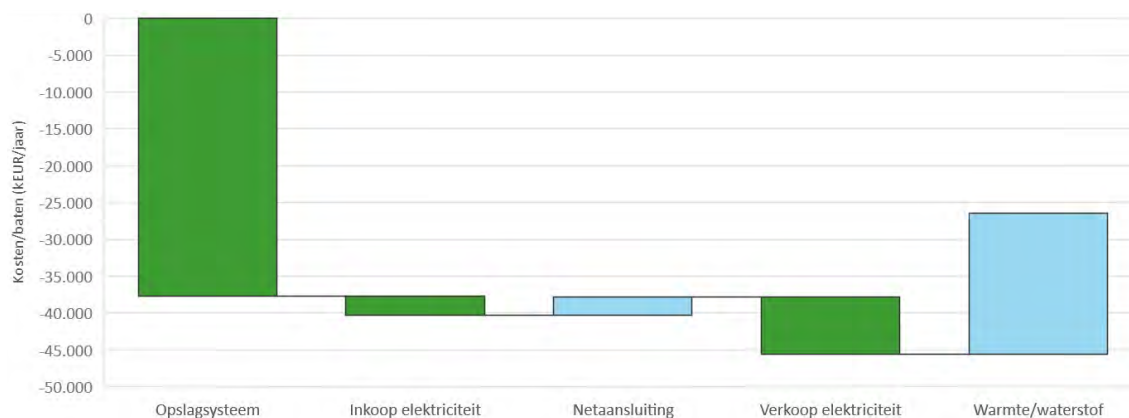
De regelstrategie voor dit systeem is in eerste instantie eenvoudig. Zo gauw sprake is van surplus elektriciteit (meer duurzame productie dan vraag) wordt deze met behulp van de warmtepomp omgezet in warmte. Deze wordt opgeslagen of eventueel direct geleverd aan het distributienet. Figuur 22 geeft het effect daarvan op de duurkromme weer. De levering van warmte is apart weergegeven (gele lijnen). Deze figuur lijkt veel op die voor maximalisatie van het eigenverbruik (Figuur 19). Echter, elektriciteit wordt nu omgezet in warmte in plaats van teruggeleverd aan de RWZI. Door de COP groter dan 1 kan meer warmte geleverd worden dan het elektrisch vermogen. In deze figuur is de vraag aan warmte de limiterende factor.

FIGUUR 22 EFFECT VAN EEN WARMTEPOMP GECOMBINEERD MET ONDERGRONDSE WARMTEOPSLAG OP DE ENERGIEVRAAG



Figuur 23 geeft met een watervalldiagram het verschil van de verdisconteerde jaarkosten (groen) en baten (blauw) weer tussen de situatie zonder en met opslag. Grote kostenposten zijn de investering in en het onderhoud van het warmtesysteem en de gedeerde inkomsten van de verkoop van elektriciteit. Ook de inkoopkosten van elektriciteit zijn hoger. Dit kan zowel aan groter volume als aan een gemiddeld hogere prijs liggen. Door de productie van warmte wordt de terugleverpiek verlaagd wat een baat aan vermeden netkosten oplevert. De grootste baat zit in de levering van warmte.

FIGUUR 23 VOORBEELD VAN KOSTEN EN BATEN VOOR HET WARMTEOPSLAGSYSTEEM



6

CONCLUSIES EN AANBEVELINGEN

Energieopslag kan de inzet van duurzame elektriciteitsproductie van een waterschap maximaliseren en zodoende indirect een positieve impact hebben op de algehele CO₂-uitstoot van een waterschap. Dit maakt het integreren van energieopslag met lokale energieproductie op eigen grond een interessante optie als je als waterschap vergaande ambities hebt tot klimaatneutraliteit.

Voordat er verder wordt nagedacht over welke rol er als waterschap genomen kan worden in energieopslag, kan er een eerste high level analyse worden uitgevoerd van de mogelijkheid voor energieopslag op de betreffende RWZI-locatie(s). Een dergelijke analyse begint met de volgende stappen:

- Inzicht verkrijgen in (toekomstige) duurzame energieproductie en het verbruik op de RWZI locatie.
Op basis van verwachte eigen elektriciteitsproductie en eigen verbruiksprofielen kan er een eerste inschatting gemaakt worden of er sprake is van een overschot aan productiecapaciteit en of het toepassen van energieopslag op locatie zinvol is.
- Inventariseren van de mogelijke energieopslagtechnologieën op de RWZI-locatie.
De keuze in toegepaste technologie wordt duidelijk aan de hand van locatiespecifieke mogelijkheden, zoals bijvoorbeeld de beschikbare ruimte of aanwezigheid van een warmtedistributiesysteem. De techniek is in veel gevallen voldoende commercieel ontwikkeld met ruimte voor optimalisatie en schaaffecten. Idealiter wordt er ook een eerste inschatting verkregen van de juridische haalbaarheid om eventuele restricties voor te zijn.
- Inzicht verkrijgen in de toepassing van een gekozen technologie en het aantal verwachte draaiuren.
Op basis van de beschreven use cases kan een keuze worden gemaakt voor de betreffende toepassing(en), bijvoorbeeld piekreductie. Ongeacht de techniek, is energieopslag vaak alleen van nut als het systeem voldoende draaiuren kan maken. Een investering in energieopslag is daarom idealiter in lijn met de verwachte draaiuren.
- Met behulp van het bijgeleverde rekenmodel kan met bovenstaande input en een aantal technische parameters een eerste kwantitatieve inschatting worden verkregen van de financiële haalbaarheid van een energieopslagproject, daarbij rekening houdend met het generieke karakter van een dergelijke berekening. De voorbeeld use cases zijn geselecteerd als de meest realistische opties en kunnen worden gebruikt als leidraad.

Deze use cases laten in een algemene eerste inschatting zien dat de financiële haalbaarheid van energieopslagprojecten nog een uitdaging is als er wordt gerekend naar één specifieke toepassing. Dat betekent niet dat energieopslagprojecten niet nu of in de nabije toekomst al

interessant kunnen zijn, er zijn, ook in Nederland, al een reeks aan energieopslagprojecten gepland of in operatie.

In deze gevallen wordt er over het algemeen gekeken naar optimalisatie van het energieopslagsysteem op basis van de lokale situatie. Het gaat hier dan met name over het combineren van meerdere toepassingen zoals piekreductie en het leveren van systeemdiensten, zodat een energieopslagsysteem maximaal kan worden benut. Ook de dimensionering van een dergelijk systeem is van belang aangezien dit direct van invloed is op de investering en het aantal draaiuren.

Hier kan het voor een waterschap een interessante optie zijn om, in de rol als aanjager, een derde partij in te schakelen die de optimalisering en operatie van het energieopslagsysteem voor zijn rekening neemt.

Een algemene ontwikkeling die in de komende jaren een positieve bijdrage zal leveren aan de financiële haalbaarheid is de kostendaling van energieopslag, en dan met name de sterke kostendaling van Li-ion batterijen. Ook de ontwikkeling van de toekomstige prijzen op de elektriciteitsmarkt is van belang. Er is nu nog geen rekening gehouden met de correlatie tussen prijzen en productie, maar veel zon- of windproductie zorgt voor lage prijzen en maakt opslagopties rendabeler.

Daarnaast is het economische aspect van energieopslag slechts een van de drijvers van energieopslag voor de waterschappen. Los van de kosten en baten zal er in nauwe samenwerking met omliggende stakeholders gekeken moeten worden naar de maatschappelijke impact. Dit vergt over het algemeen een brede afstemming en mogelijke coalitievorming tussen verschillende stakeholders. Een eerste inzicht in de technische, juridische en financiële haalbaarheid van use cases op de individuele locaties van een waterschap kan hiervoor als uitgangspunt dienen.

7

REFERENTIES

- [1] I. Sloover, “Juridische Handreiking Duurzame Energie en Grondstoffen Waterschappen,” Berenschot, 2017.
- [2] N. A. U. v. U. STOWA, “Juridisch Kader Aquathermie 2019; Speelruimte voor de Praktijk,” STOWA, 2019.
- [3] World Energy Council, “Energy Storage Monitor - Latest trends in energy storage,” World Energy Council , 2019.
- [4] DNV GL, “Energy Transition Outlook (<https://eto.dnvgl.com/2020/index.html>),” DNV GL, 2020.
- [5] STOWA, “Verkenning toepassing Power-to-Gas concepten op rwzi’s,” STOWA, 2018.
- [6] A. S. G. Petitpas, “Liquid Hydrogen Infrastructure Analysis,” 2017. [Online].
- [7] B. Drijver, M. v. Aarsen and B. d. Zwart, “High temperature aquifer thermal energy storage (HT-ATES) sustainable and multi-usable,” in *Innstock, the 12th International Conference on Energy Storage*, 2012.
- [8] RVO and R. v. O. Nederland, “Warmte- en koudeopslag - de betrouwbare energiebron,” 08 juli 2020. [Online]. Available: <https://www.rvo.nl/onderwerpen/duurzaam-ondernemen/gebouwen/warmte-en-koudeopslag>.
- [9] RVO and R. v. o. Nederland, “Factsheet: WKO en warmtepompen”.
- [10] K. Braber and C. Geelen, “Prestaties WKO in de glastuinbouw”.
- [11] “Technische Universiteit Eindhoven,” juli 2020. [Online]. Available: <https://www.tue.nl/universiteit/over-de-universiteit/duurzaamheid/campus-en-bedrijfsvoering/energie/warmte-koude-opslag/>.
- [12] “Universiteit Utrecht,” 2020. [Online]. Available: <https://www.uu.nl/nieuws/universiteit-utrecht-zet-maximaal-in-op-wko-voor-warmte-en-koudevoorziening>.
- [13] R. v. O. N. RVO, “WKO bodemenergietool,” 2020. [Online]. Available: <https://wkotool.nl/>.
- [14] A. Steekelenburg, W. Hoogervorst and A. v. Antwerpen, “Inventarisesatie Thermische wateropslagssystemen,” productschap tuinbouw, Onderzoek, advies & opleiding Haskennistransfer, nb.

APPENDIX A

ENERGIEOPSLAGTECHNOLOGIEËN

OVERZICHT

	Lithium-ion batterij	Redox flow batterij	Waterstof	ATES	TTES	EVs
TRL	9	8	9	9 (laag temp.)	6-7	V1G: 9 V2G: 7-8
Round trip efficiency AC (%)	~88-92	~70	<70	70-90	85-90	V1G: 85-90 V2G: 60-70
Levensduur	3500-6000 cycli	10000+ cycli	15-30 jaar	15-30 jaar	50 jaar	5-15 jaar
Ontlaadtijd	0.1 – 4 uur	1-10 uur	uren tot maanden	uren tot maanden	uren tot maanden	uren
Responsetijd	<1s	1-10s	sec tot min	sec tot min	sec tot min	1-10s
Kostenprojectie	2020: 250-350 2030: 125-175 (EUR/kWh)	2020: 350-500 2030: 300 – 400 (EUR/kWh)	2 (EUR/kg)	150-500 (EUR/kW _{th})	200 – 300 (EUR/m ³)	V1G: 500-1500 V2G: 1500-5000 (EUR/laadpunt)
Vermogen (MW)	1-1000	1-1000	1-1000	1-100	1-10	0.01-0.02
Capaciteit (MWh)	1-1000	1-1000	1-1000	1-100	1-10	0.01-0.06
Gemiddelde oppervlakte systeem (m ²)	50-75 (1 MWh)	50-75 (1 MWh)	n.a.	5-15 (bovengr.) 20-120 (ondergr.)	50 (bovengr.)	250-500 (1 MWh)

LI-ION BATTERIJOPSLAG

Items	Beschrijving
Voordelen	<ul style="list-style-type: none"> • Hoge energiedichtheid • Snelle systeemrespons • Sterke kostendaling verwacht voor periode 2020-2030
Nadelen	<ul style="list-style-type: none"> • Degradatie van batterijcapaciteit afhankelijk van cyclering, temperatuur en depth of discharge (DoD) • Brandveiligheid
Applicatie	Piekreductie, frequentierespons (e.g. primaire reserve), arbitrage.
TRL (1-9)	9 – wereldwijd op commerciële schaal ingezet.
Roundtrip efficiency AC	~88-92%
Responsetijd	<1s
Systeem levensduur (complete cycles)	3500-6000 of 15-20 jaar afhankelijk van de strategie voor vervanging van batterij modules
Kostprojectie (BESS)	2020: 250-350 EUR/kWh 2030: 125-175 EUR/kWh *inschatting voor een systeem van 2.5 MW/5 MWh
Mogelijke systeem capaciteit/vermogen	1 tot 1000 MW/MWh
Oppervlakte gemiddeld systeem (m2 per 1 MW/MWh)	<50 m ² BESS (batterij): ~30 m ² voor een 40ft container van 2-3 MWh BESS (vermogens conversie): ~20-30 m ²
Subsidiemogelijkheden	Mogelijk onderdeel van SDE ++ vanaf 2021-2022
Omgeving/vergunningen	Aanbevelingen gepubliceerd in 'Circulaire risicobeheersing Lithium-ion energiedragers'
Voorbeeld huidige projecten	<ul style="list-style-type: none"> • Lelystad (NL); 12 MW/MWh; Giga Storage; opslaan windenergie • Maasvlakte (NL); 10 MW/MWh; Alfen; primaire reserve (FCR). • Järdelund (Dui); 50 MW/MWh; Eneco/Mitsubishi; primaire en secundaire reserve, blindvermogen • Nevada (VS); 380 MW / 1400 MWh; Gemini solar project; arbitrage
Technologische ontwikkelingen (2020-2030)	<ul style="list-style-type: none"> • Geavanceerd Li-ion <p>Verbeteringen in anode en kathode chemie voor een hogere energiedichtheid en langere levensduur. Bijvoorbeeld minder Cobalt in kathode en een anode van Silicone.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Solid state Li-Metal/Li-S <p>Verbetering in lifecycle nodig. Potentieel hoge energiedichtheid maar momenteel nog grote weerstand in solid state materialen.</p>

VANADIUM REDOX FLOW BATTERIJOPSLAG

Items	Beschrijving
Voordelen	<ul style="list-style-type: none"> • Hoge cycling rate • Geen brand- of explosiegevaar
Nadelen	<ul style="list-style-type: none"> • Lagere energiedichtheid en roundtrip efficiëntie dan Li-ion • Minder schaalgrootte, hogere systeemkosten dan Li-ion behalve in het geval van langereduurapplicatie met hoge cyclingsfrequentie
Applicatie	Piekreductie, arbitrage.
TRL (1-9)	8
Roundtrip efficiency AC	60-70%
Responsetijd	1-10s
Systeem levensduur (complete cycles)	10.000-15.000 cycles of 20 jaar rekening houdend met onder andere vervanging van leidingen
Kostprojectie (BESS)	2020: 350 - 500 EUR/kWh 2030: 300 – 400 EUR/kWh
Capaciteit/Vermogen	1 tot 1000 MW/MWh
Oppervlakte gemiddeld systeem (1 MW/MWh)	Vergelijkbaar met Li-ion
Subsidiemogelijkheden	Mogelijk onderdeel van SDE ++ vanaf 2021-2022
Voorbeeld huidige projecten	<ul style="list-style-type: none"> • Dalian (China); 200 MW / 800 MWh; Rongke Power; Gepland voor operatie eind 2020
Technologische ontwikkelingen (2020-2030)	Verbeteringen membraan voor o.a. hogere energiedichtheid en vermogen

ZOUTWATER BATTERIJOPSLAG

Items	Beschrijving
Voordelen	<ul style="list-style-type: none"> • Geen brand- of explosiegevaar • Niet-giftige en makkelijk recyclebare grondstoffen
Nadelen	<ul style="list-style-type: none"> • Erg lage energiedichtheid • Schaalbaarheid
Applicatie	Piek reductie, arbitrage.
TRL (1-9)	3-5
Roundtrip efficiency AC	Niet bekend, in pilot fase
Kostprojectie	Niet bekend, in pilot fase
Capaciteit/Vermogen	<1MWh
Oppervlakte gemiddeld systeem (1 MW/MWh)	~500 m ² Uitgaand van een energiedichtheid van 1 kWh/m ³ en 2 meter hoogte (2 cubes)
Subsidiemogelijkheden	Mogelijk onderdeel van SDE ++ vanaf 2021-2022
Voorbeeld huidige projecten	<ul style="list-style-type: none"> • Blue Battery Delft 1 – 10 kW/kWh
Technologische ontwikkelingen (2020-2030)	Verbeteringen membraan voor o.a. hogere energiedichtheid en vermogen

ATES

Items	Beschrijving
Voordelen	CO ₂ -besparing en gunstige businesscases, relatief eenvoudige technologie, veel ervaring met ATES in Nederland, vergunningplichtig waardoor nadelige beïnvloeding door omliggende systemen wordt gereduceerd. Lange levensduur bronnen en leidingwerk (circa 30 jaar).
Nadelen	Niet overal toepasbaar, grondwaterbronnen worden relatief ver uit elkaar gerealiseerd waardoor bronnen mogelijk niet allemaal op eigen terrein kunnen worden geplaatst (toestemming vereist), bewustwording voor intensiever onderhoud en beheer noodzakelijk, hoge CAPEX moet passen in bedrijfsplan.
Applicatie	Gebouwde omgeving (kantoren, woningen, winkelcentra etc.), industrie, warmteleveranciers (warmtenetten), glastuinbouw, restwarmteleveranciers (datacenters), duurzame warmtebronnen (bijv. zonthermie, geothermie).
TRL (1-9)	<ul style="list-style-type: none"> • ATES: 9 • MT en HT ATES zijn qua technologie vergelijkbaar, maar hiervan zijn aanzienlijk minder systemen gerealiseerd en is derhalve minder ervaring opgebouwd; TRL 6-8
Roundtrip efficiency	<p>Efficiënties ATES [6]:</p> <ul style="list-style-type: none"> • ATES: 70-90% • ATES-MT: 60-80% • ATES-HT: 40-70%
Systeem levensduur (cycles)	Voor de bovengronds installatie (brongpompen etc.) wordt veelal een afschrijftermijn van 15 jaar gekozen. Het ondergrondse deel (de bronnen maar ook bovengronds leidingwerk) gaat langer mee (circa 30 jaar).
Kostprojectie	<p>Kosten voor WKO-bronnen inclusief warmtewisselaar [8]:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 10 tot 50 m³/uur: 7.000 tot 4.500 per m³/uur • 50 tot 200 m³/uur: 4.500 tot 3.500 per m³/uur <p>Deze bovengenoemde kosten zijn uitgedrukt in EUR/m³/uur. Het thermische vermogen is hierbij ook afhankelijk van de delta temperatuur, welke ook door de afnemer van de warmte wordt gemaakt.</p> <p>De investeringen kosten per kW thermisch liggen tussen 150 en 500 EUR/kW (afhankelijk van bijvoorbeeld de systeemgrootte).</p>
Systeem capaciteit/vermogen	Zowel brongrootte als schaalbare technologie maken het mogelijk om aanzienlijke vermogens te realiseren van circa 100 kW _{th} tot tientallen MW _{th} .
Oppervlakte gemiddeld systeem	Typische broncapaciteiten voor WKO-systemen in de glastuinbouwsector liggen bijvoorbeeld op 20 tot 120 m ³ /uur per hectare [9]. Dit betreft echter ondergronds bodemgebruik. Voor de bovengrondse installatie geldt dat de bronnen zichtbaar zijn (enkele vierkante meters per bron), maar dat de bronnen veelal wel verder uit elkaar liggen.
Subsidiemogelijkheden	<p>ISDE voor WKO systemen (gesloten bodemcollectoren)</p> <p>Subsidies op lokaal niveau (stad, gemeente, provincie)</p>
Voorbeeld huidige projecten	<ul style="list-style-type: none"> • De TU/e beschikt over een van de grootste WKO-installaties (meerdere dubletten) van Europa, waarbij het systeem is uitgevoerd met twee centrale ringen (1 koude en 1 warme ring) [10]. • De Universiteit Utrecht (Uithof) zet in op een CO₂-neutrale bedrijfsvoering in 2030, middels inzet van WKO [11]. • Een totaal overzicht van de huidige WKO-projecten in Nederland kan gevonden worden op de WKO bodemenergie tool (https://wkotool.nl/; [12])
Technologische ontwikkelingen (2020-2030)	<p>Lageretemperatuur opslagsystemen kunnen de verduurzaming van de warmtelevering in de gebouwde omgeving mogelijk maken, bijvoorbeeld in combinatie met een TEO-installatie.</p> <p>MT en HT als onderdeel van een robuuster warmteconcept en mogelijkheid tot directe levering van warmte zonder tussenkomst van een warmtepomp. Tevens lijkt MT en HT opslag ook tot een betere inzet van hogere temperatuur duurzame warmte bronnen als bijvoorbeeld zonthermie en geothermie.</p>

TTES

Items	Beschrijving
Voordelen	<ul style="list-style-type: none"> • Warmteopslag in tanks is relatief eenvoudig en kan een grote bijdrage leveren bij de inzet van duurzame warmtebronnen of bij de afvlakking van pieken bij elektriciteitsinkoop • Omschakeling van warm naar koud gaat snel • Controle op hoeveelheid warmte in het opslagvat • Met variatie van het aantal tanks, is de warmteopslagcapaciteit modulair opgebouwd
Nadelen	<ul style="list-style-type: none"> • Potentiële hoge initiële investeringskosten, goede afstemming met toekomstige warmtevraag • Voor metalen systemen kan corrosie leiden tot bijvoorbeeld lekkage en dient de druk goed gereguleerd te worden om metaalmoeheid te voorkomen.
Applicatie	Piekreductie, arbitrage, seizoensopslag
TRL (1-9)	Zowel systemen voor de glastuinbouw, als ook hogeretemperatuuropslag worden in binnen en buitenland al op grotere schaal toegepast; TRL 9. Seizoensopslagsystemen zijn reeds voorbij de demonstratiefase, en worden op 6-7 geschat.
Roundtrip efficiency	80-95% (afhankelijk van aantal cycles per jaar)
Systeem levensduur (cycles)	Er is nog weinig ervaring met projecten die einde levensduur gehaald hebben. Opgemerkt kan worden dat gebruikte constructiematerialen (bijvoorbeeld beton, staal) veelal een lange verwachte levensduur kennen. Hierdoor kan de levensduur op 50 jaar gesteld worden.
Kostprojectie	De volgende kostenprojectie kan worden gegeven [13]: Opslagcapaciteit: 90 m ³ : 58kEUR; 120 m ³ : 64 kEUR; 350 m ³ : 95 kEUR; 500 m ³ : 104 kEUR; 1000 m ³ : 200 kEUR. Opgemerkt dient te worden dat deze kostenprojectie is gemaakt voor de glastuinbouwsector en dat deze inmiddels enigszins gedateerd lijkt (2010). De jaarlijkse onderhoudskosten worden hierbij geschat op 2% van de investeringskosten.
Systeem capaciteit/vermogen	Afhankelijk van de flowrates en delta van de gebruikten temperaturen variëren deze van enkele kW th tot enkele MW th.
Oppervlakte gemiddeld systeem	Voor ondergrondse tanks: ~0 m ² , technische ruimte kan ook ondergronds geplaatst worden. Toegankelijk is dan het enige deel wat aan het maaiveld oppervlakte vereist. Voor bovengrondse tanks: afhankelijk van opslagcapaciteit en opslagdoel, diameters tot 50 m; oppervlaktes tot 7800 m ²
Subsidiemogelijkheden	ISDE voor kleinschalige warmteopslag Subsidies op lokaal niveau (stad, gemeente, provincie)
Voorbeeld huidige projecten	Zowel op lokaal niveau, maar ook in de glastuinbouwsector wordt gebruik gemaakt van warmteopslagtanks. Op het gebied van seizoensopslag zijn een aantal demonstratieprojecten beschikbaar, zoals dat van Ecovat in Uden.
Technologische ontwikkelingen (2020-2030)	Voor warmteopslag in warmwatertanks is het de verwachting dat deze een steeds grotere rol gaan spelen in de energietransitie. Zij bieden namelijk flexibiliteit en zijn in staat tot het opslaan van de warmte gedurende één seizoen, waardoor duurzame en/of goedkope zomerwarmte in de winter beschikbaar gemaakt kan worden.

EVS

Items	Beschrijving
Voordelen	<ul style="list-style-type: none"> • Accupakket wordt beter benut, EV staat een groot deel (~90%) van de tijd geparkeerd • Geen additionele investering voor de batterijcellen.
Nadelen	<ul style="list-style-type: none"> • Aggregatie van een groot aantal (>100) full EVs nodig om tot significante (MWh) capaciteit te komen • Flexibiliteit onzeker, gebaseerd op aantal en type EVs, mogelijke impact berijders • EV moet gekoppeld zijn met laadinfrastructuur en er moet voldoende accucapaciteit beschikbaar zijn voor sturing • Impact op de berijder
Applicatie	Piekreductie, frequentiesturing, arbitrage
TRL (1-9)	V1G: 9, V2G: 7-8
Roundtrip efficiency AC	V1G: 85-90%, V2G: 60-70%
Kostprojectie	Extra kosten voor V2G laadinfrastructuur voornamelijk vanwege additionele vermogensconversie 2020: 3000 – 6000 EUR/laadpunt 2030: 500-1000 EUR/laadpunt
Capaciteit/Vermogen	Afhankelijk van type EV. Voornamelijk interessant voor full electric EVs met een accupakket groter dan 60 kWh en een laadvermogen tussen 3.7 en 22 kW.
Oppervlakte gemiddeld systeem (1 MW/MWh)	Wagenpark van 100 tot 150 EVs afhankelijk van batterijcapaciteit
Subsidiemogelijkheden	Vaak per gemeente
Voorbeeld huidige projecten	V1G Proeftuin Slimme laadpleinen (NL) V2G <ul style="list-style-type: none"> • Parker Project (DK, afgerond in 2019); primaire reserve • WeDriveSolar (NL); EV voor opslag zonne-energie
Technologische ontwikkelingen (2020-2030)	V2G is momenteel nog niet commercieel volwassen. Belangrijke ontwikkelingen zijn onder andere: <ul style="list-style-type: none"> • Kostendaling op gebied van de V2G laadinfrastructuur • Verdere ontwikkeling van V2G laadinfrastructuur (e.g. verbetering efficiency) • Een wereldwijd gestandaardiseerd V2G laadprotocol • Meer EVs met V2G functionaliteit

APPENDIX B

OVERZICHT VAN ENERGIEOPSLAG (PILOT) PROJECTEN BINNEN DE WATERSCHAPPEN

Waterschap	Technologie en capaciteit/ vermogen	Drijfveer / toepassing	Status
Rivierenland <i>Aquabattery</i>	Water batterij 1 kW / 35 kWh	Demonstratieproject	In bedrijf
HHNK	Redox flow Vanadium 40 kW / 200 kWh	Onderdeel van slimme sturing van alle assets van het waterschap op het eiland Texel – in overleg met gemeente	In bedrijf
HHNK <i>Empeq</i>	Lithium-ion (LFP) 15 kW / 10 kWh	Batterij in combinatie met gemaal (st. Maartensvlotbrug) – Ingezet ter voorkoming gridverzwaring	In bedrijf