



Omslagpunt grootschalige batterijopslag

Wat is de betekenis van
batterijopslag voor de inpassing van
zonnepanelen in het energiesysteem?



Committed to the Environment

Omslagpunt grootschalige batterijopslag

Wat is de betekenis van batterijopslag voor de inpassing van zonnepanelen in het energiesysteem?

Dit rapport is geschreven door:
Chris Jongsma, Lucas van Cappellen, Joeri Vendrik

Delft, CE Delft, december 2021

Publicatienummer: 21.210361.169a

Zonne-energie / Energievoorziening / Batterijen / Energie / Opslag / Capaciteit / Kosten / Rendement / Beleid

Deze opdracht is uitgevoerd in opdracht van RVO.nl voor de Topsector Energie op verzoek van TKI Urban Energy en Enexis Groep.



Alle openbare publicaties van CE Delft zijn verkrijgbaar via www.ce.nl

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Chris Jongsma (CE Delft)

© copyright, CE Delft, Delft

CE Delft

Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, NGO's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al 40 jaar werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.



Inhoud

	Samenvatting	4
1	Inleiding	6
2	Hoe bepalen we het omslagpunt?	8
	2.1 Hoe definiëren we het omslagpunt?	8
	2.2 Er zijn al batterijsystemen in Nederland, zijn deze niet rendabel dan?	8
	2.3 De businesscase van batterijen	8
	2.4 Welke batterijsystemen beschouwen wij?	9
3	Wat kost een batterijproject?	10
	3.1 Hoe hoog zijn de investeringskosten?	10
	3.2 Hoe hoog zijn de lopende kosten?	11
4	Wat brengt een batterij in de toekomst op?	13
	4.1 Op welke manieren kan een batterij geld verdienen op de elektriciteitsmarkt?	13
	4.2 Hoeveel kan een batterij op iedere markt verdienen?	15
5	Worden batterijen rendabel op grote schaal en zo ja, wanneer?	17
	5.1 Hoe ontwikkelt de rentabiliteit van batterijsystemen zich in de tijd?	17
	5.2 Is de rentabiliteit robuust in een onzekere elektriciteitsmarkt?	20
6	Wat betekent batterijopslag voor de energietransitie, zonder aanvullend beleid?	24
	6.1 Hoeveel batterijen worden er verwacht?	24
	6.2 Wat is de invloed van batterijen op de verschillende markten?	25
	6.3 Waar komen de batterijen te staan?	26
	6.4 Wat zijn de baten van batterijen in de energietransitie?	26
7	Wat kan grootschalige batterijopslag voor de transitie betekenen, met beleid?	28
	7.1 Versnelde inpassing van zonneparken door batterijen	28
	7.2 Hoeveel extra zon kan aangesloten worden zonder netverzwaring?	28
	7.3 De maatschappelijke voordelen van batterijen bij zonneparken	30
8	Met welk beleid kunnen batterijen meer bijdragen aan de transitie?	31
	8.1 Het doel van stimuleren: de energietransitie vooruit helpen	31
	8.2 Op de korte termijn: gebruik van bestaande mogelijkheden	31
	8.3 Op de middellange termijn: tarifiering en gerichte subsidie	32
	8.4 Op de lange termijn: structurele verbetering positie CO ₂ -vrije elektriciteit	33
	8.5 Conclusie beleidsopties en gevoeligheden	34
9	Conclusies	35



10	Literatuur	37
A	Belangrijkste aannames	38
	A.1 Elektriciteitsvraag	38
	A.2 Vermogens opwek	38
	A.3 Inzet overige flexmiddelen	38
	A.4 Energie en CO ₂ -prijzen	39
B	Betrokken experts	40

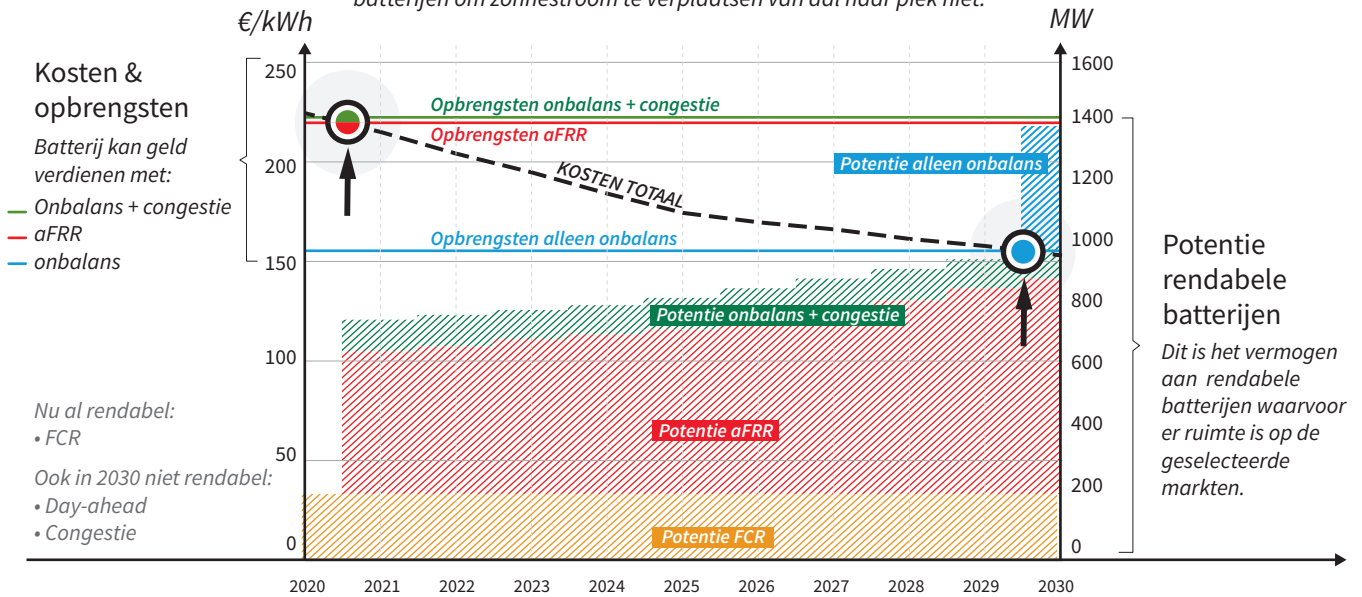




Omslagpunt grootschalige batterijopslag

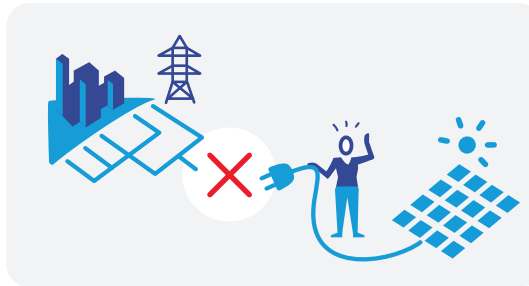
Welke markten worden wanneer rendabel?

Batterijen om het net stabiel te houden worden vanzelf rendabel, batterijen om zonnestroom te verplaatsen van dal naar piek niet.



Wat het betekent het met bestaand beleid:

- + 1-1,5 GW gridbatterijen voor de stabiliteit van het elektriciteitsnet
- + Kosten voor alle elektriciteitsgebruikers worden lager (netbalancering en congestiemanagement)



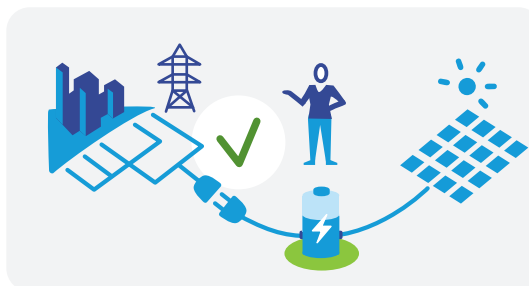
- De bouw van meer zonneparken dreigt vertraging op de lopen omdat het elektriciteitsnet vol zit
- Batterijen bij zon en buurtbatterij niet rendabel
- Gridbatterijen hebben zeer beperkte CO₂-reductie



Wat het betekent het met aanvullend beleid:

Specifiek beleid leidt tot effectieve CO₂-reductie door met batterijen de netproblematiek op te lossen en zo meer zon mogelijk te maken.

- + 5,5 GW batterijen bij zonneparken
- + 7,5 GWp extra zonneparken 5 tot 10 jaar sneller aansluiten



- + 5 TWh/j extra hernieuwbare elektriciteit (minder zonne-energie weggooien)
- + 1,6-2,2 Mton/j CO₂ reductie door verschuiving dal naar piek

- + Zonneparken aansluiten zonder netverzwaring

Samenvatting

Batterijen kunnen de energietransitie versnellen

Nederland heeft stevige doelen voor CO₂-reductie en de opwek van hernieuwbare energie. Tegelijkertijd raakt het elektriciteitsnet op steeds meer plekken vol. Daarnaast maakt de geplande afschaffing van de SDE-subsidie voor hernieuwbare elektriciteitsopwekking de opbrengsten van zon- en windprojecten onzekerder. Ook wordt het steeds uitdagender om vraag en aanbod van elektriciteit op elk moment in het jaar op elkaar af te stemmen door de toename van hernieuwbare energie.

Grootschalige batterijopslag kan de energietransitie op verschillende manieren versnellen. Ten eerste kunnen batterijen verlichting bieden bij netproblematiek, doordat projecten voor zon met batterij een kleinere netaansluiting nodig hebben. Daarnaast kunnen batterijen bescherming bieden tegen prijsrisico's omdat de elektriciteit niet meer op hetzelfde tijdstip geleverd hoeft te worden als het wordt opgewekt. De vraag is echter wanneer batterijopslag op grote schaal rendabel wordt.

Met deze studie willen we inzicht geven in de opbouw van de businesscase van grootschalige batterijopslag, nu en in de periode tot 2030, en tonen we aan welke bijdrage batterijen kunnen leveren aan de energietransitie, met en zonder stimulerend beleid.

Met huidig beleid 1 à 1,5 GW gridbatterijen voor netbalancering

De businesscase van batterijen wordt de komende jaren beter. Dit komt doordat batterijen in de toekomst snel goedkoper worden, terwijl de opbrengsten stijgen door sterkere schommelingen van de elektriciteitsprijs. De nettarieven voor het opladen van de batterij vanaf het net blijven gelijk over de tijd, door de daling van de overige kosten groeit het aandeel van de nettarieven in de totale kosten daarmee van zo'n 25% nu naar 35% in 2030.

De omvang van batterijopslag in Nederland zal naar verwachting groeien van zo'n 70 MW nu naar zo'n 1 à 1,5 GW in 2030. Deze toename komt doordat batterijen rendabel worden op nieuwe markten en de omvang van sommige markten groeit.

Batterijexploitanten kunnen hun batterijsysteem nu al rendabel beschikbaar stellen aan TenneT voor de handhaving van de netfrequentie. Rond 2030 worden batterijen ook rendabel op de onbalansmarkt. Op de onbalansmarkt kunnen partijen vrijwillig bijdragen aan de handhaving van de systeembalans. Tenslotte kunnen batterijen nu al goede inkomsten halen door congestieproblemen van netbeheerders op te lossen op de congestiemarkt.

Er zullen met name gridbatterijen geplaatst worden die ingezet worden voor netbalancering. Dit zal leiden tot lagere kosten voor het energiesysteem en de netbeheerder, maar zal maar zeer beperkt leiden tot CO₂-reductie. Batterijen bij zonneparken worden met het huidige beleid niet rendabel voor 2030. Buurtbatterijen worden enkel rendabel met een complex verdienmodel, waarbij de batterij wordt ingezet op markten met een klein volume.

Gerichte stimulering kan energietransitie flink versnellen, zónder netverzwaring

Batterijen bij zonneparken zorgen ervoor dat er meer zonnepanelen geplaatst kunnen worden op dezelfde netaansluiting, dat er minder stroom weggegooid hoeft te worden (curtailment) en dat de elektriciteit geleverd kan worden op momenten dat ander de meest vervuilende centrales moeten worden ingezet. Batterijen bij zonneparken leveren dus maatschappelijke waarde op in de vorm van CO₂-reductie

Batterijen bij zonneparken worden echter niet voor 2030 rendabel zonder aanvullend beleid. Er moet dus beleid ontworpen worden dat aanvullende voorwaarden heeft om alleen het beoogde type batterijen te stimuleren in de beoogde toepassing, bijvoorbeeld een investeringssubsidie met strenge randvoorwaarden. Het is niet doeltreffend om alle batterijen te stimuleren met algemeen beleid voor batterijen, omdat dit ook batterijen stimuleert die al rendabel waren. Daarnaast kan er door alle batterijen te stimuleren niet gegarandeerd worden dat de batterijen op de goede plek komen (bij zon) en daarmee bijdragen aan CO₂-reductie.

Er ligt echter een fors potentieel: met 5,5 GW batterijen bij die parken kan nog eens 7,5 GWp extra zonnepanelen aangesloten worden, zonder netverzwaring. Deze extra zonnepanelen zorgen ervoor dat er 5 TWh per jaar additionele hernieuwbare opwek 5 à 10 jaar eerder gerealiseerd kan worden. Dit levert tussen de 1,6-2,2 Mton per jaar aan CO₂-reductie.

Het is een politieke keuze om batterijen bij zon wel of niet te ondersteunen, maar het staat vast dat zulk beleid de energietransitie flink zou kunnen versnellen.

1 Inleiding

Wat is het probleem?

Nederland heeft stevige ambities voor de opwek van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen. In het Klimaatakkoord is een doel opgenomen van 91 TWh elektriciteitsproductie uit zon en wind in 2030 bij een CO₂-reductiedoelstelling van 49%. Daarnaast is een ambitie van 120 TWh genoemd in het geval van een reductie van 55%. In de Europese Green Deal is inmiddels inderdaad een CO₂-reductie van 55% afgesproken voor de Europese Unie als geheel, terwijl de inpassing van zon en wind in Nederland nu al kampt met problemen.

De elektriciteitsnetten raken op steeds meer plaatsen vol, waardoor de verdere inpassing van (met name) zon niet langer vanzelfsprekend is. Op een zonnige dag produceren bovendien alle zonnepanelen gelijktijdig veel energie, hetzelfde geldt voor windmolens op een winderige dag. Dit geeft het risico op steeds lagere prijzen tijdens uren met veel hernieuwbare opwek. Nu wordt dit risico nog ondervangen door de SDE-subsidie, maar na 2025 loopt deze regeling af voor nieuwe projecten.

Wat onderzoeken we precies?

Het prijseffect en de netproblematiek kunnen opgelost worden door de vraag op het aanbod aan te passen. Het samenbrengen van vraag en aanbod op regionaal niveau voorkomt netverzwaring, samenbrengen op landelijk niveau voorkomt extreme prijzen. Batterijen kunnen op beide niveaus een rol spelen. De hoofdvragen van dit onderzoek zijn dan ook:

- Wanneer worden gigawatten aan batterijopslag rendabel?
- Wat kan batterijopslag betekenen voor de energietransitie?

We leggen in dit onderzoek de focus op grootschalige batterijopslag, omdat een klein volume batterijen ook maar een kleine impact heeft op de energietransitie als geheel. Daarnaast richten we ons met name op zonne-energie, omdat de toepassing van batterijen daar kan leiden tot een kleinere netaansluiting en daarmee een versnelde inpassing in een krap elektriciteitsnet. Bij windparken speelt dit voordeel niet, omdat windparken langere periodes aan één stuk op vol vermogen leveren. Het is mogelijk om ook windparken aan te sluiten op een lager vermogen, maar er zijn hele grote batterijen nodig om niet veel energie weg te hoeven gooien. Het grootste deel van de batterijcapaciteit wordt dan maar enkele keren per jaar gebruikt en is in de nabije toekomst niet rendabel te krijgen.

We willen inzichtelijk maken of batterijen ‘uit zichzelf’ doorbreken of dat daar beleid voor nodig is. We bekijken ook of batterijopslag kan bijdragen aan de rentabiliteit van nieuwe zon- en windprojecten na 2025, als de SDE-regeling is afgelopen. Daarnaast bespreken we met welk beleid de bijdrage van batterijopslag aan de energietransitie doelmatig vergroot kan worden.

Voor wie is deze studie?

Met deze studie richten we ons op:

- beleidsmakers, met handvatten om batterijopslag te stimuleren;
- aanbieders en exploitanten van batterijsystemen, met inzicht in de ontwikkeling van de rentabiliteit van batterijopslag over de tijd;
- netbeheerders, met inzicht in de verwachte vermogens batterijopslag en de rentabiliteit voor batterijen in verschillende toepassingen.

De uitkomsten van deze studie zijn afgestemd met een breed samengestelde klankbordgroep. Daarnaast hebben diverse experts op gebied van beleid en elektriciteitsmarkten inhoudelijk bijgedragen, zonder dat het rapport als geheel met hen is afgestemd. Zie Bijlage B voor een lijst met betrokken experts.

Leeswijzer

In Hoofdstuk 2 lichten we verder toe hoe we het omslagpunt bepalen. In Hoofdstuk 3 en 4 gaan we dieper in op de businesscase van batterijopslag door de kosten respectievelijk de opbrengsten nader te bekijken. Het omslagpunt voor de verschillende toepassingen beschrijven we in Hoofdstuk 5, samen met een aantal onzekerheidsanalyses. In Hoofdstuk 6 bekijken we vervolgens wat de invloed is van batterijen op de rest van het energiesysteem voor de situatie zonder aanvullend beleid. In Hoofdstuk 7 verkennen we hoe batterijopslag mét beleid de energietransitie nog meer vooruit kan helpen, in Hoofdstuk 8 bespreken we beleid dat daarbij kan helpen. Tenslotte ronden we in Hoofdstuk 9 het rapport af met de conclusies.

Achtergrondrapport

Bij deze studie is een achtergrondrapport gepubliceerd, waar we dieper ingaan op de modellering van de verschillende elektriciteitsmarkten en de exacte inzet van de batterij. Daarnaast rekenen we diverse beleidsopties op hoofdlijnen door. Waar relevant verwijzen we in de hoofdtekst naar dit achtergrondrapport.

2 Hoe bepalen we het omslagpunt?

2.1 Hoe definiëren we het omslagpunt?

Het omslagpunt van grootschalige batterijopslag definiëren we als het punt in de tijd waarop er een verdienmodel ontstaat voor batterijprojecten met een gezamenlijk vermogen in de orde grootte van gigawatten.

Hierbij gaan we ervan uit dat projecten pas gerealiseerd worden als het project vanaf dag één rendabel is. Projecten waarbij een verlies in de eerste jaren van het project gecompenseerd wordt met winsten in latere jaren zijn niet financierbaar en zullen dus niet tot stand komen.

2.2 Er zijn al batterijsystemen in Nederland, zijn deze niet rendabel dan?

Op basis van het projectenoverzicht van EnergyStorage.nl, (2021) en een eigen inventarisatie schatten we dat er nu al zo'n 60-70 MW aan batterijvermogen in Nederland staat opgesteld. Dit zijn vrijwel allemaal batterijen met een opslagduur van één uur, dus met evenveel capaciteit (MWh) als vermogen (MW). Deze batterijen worden ingezet op de FCR-markt van TenneT (zie achtergrondrapport). Deze markt is nu al rendabel voor batterij van één uur, maar de omvang van de FCR is maar zo'n 200 MW. Om gigawatten aan batterijopslag te realiseren is dus een ander verdienmodel nodig.

2.3 De businesscase van batterijen

De opbouw van de businesscase van batterij is opgenomen in Figuur 1. De rentabiliteit per casus is het belangrijkste eindresultaat van onze analyses en is het netto resultaat van de businesscase. De rentabiliteit drukken we uit in euro per MW batterijvermogen per jaar. Daardoor zijn de resultaten vergelijkbaar tussen verschillende batterijvarianten met een andere grootte.

Figuur 1 - Opbouw businesscase batterijen



* WACC = Weighted average cost of capital.

** NCW = Netto contante waarde. De huidige waarde van een gedane investering.

De inkomsten komen voort uit de inzet van de batterijsystemen op de verschillende markten.

De operationele kosten zijn de kosten voor onderhoud van het batterijsysteem, kosten voor gebruik van het elektriciteitsnetwerk en kosten voor de aansturing voor de batterijvarianten die gebruik maken van een aggregator.

De investeringskosten rekenen we terug naar jaarlijkse kosten voor afschrijving en financiering met de kapitaallastfactor, die afhankelijk is van de WACC en de afschrijfstermijn¹.

2.4 Welke batterijsystemen beschouwen wij?

We modelleren verschillende varianten van batterijopslag, zie Tabel 1, om zo een goed beeld te krijgen van de rentabiliteit van batterijopslag in verschillende toepassingen. We leggen hierbij de nadruk op standalone gridbatterijen en batterijen in colocatie bij zonneparken. Gridbatterijen hebben een grote netaansluiting die volledig beschikbaar is voor handel op elektriciteitsmarkten. Bij zonneparken kan een batterij zorgen voor een kleinere netaansluiting en daarmee de inpassing van meer zonnestroom.

Tabel 1 - Gekozen batterijvarianten en parameters

Batterijvariant	Vermogen vraag/opwek	Netaansluiting	Batterij
Nieuwe gridbatterij	N.v.t.	50 MW, MS	50 MW, 200 MWh
Batterij bij bestaand zonnepark	10 MW omvormervermogen, 13,5 MWp panelen	10 MW, MS	10 MW, 40 MWh
Batterij bij nieuw zonnepark	20 MW omvormervermogen, 27 MWp aan panelen	10 MW, MS	10 MW, 40 MWh
Buurtbatterij	N.v.t.	100 kW, LS-net of MS-LS trafo	100 kW, 400 kWh

Alle gemodelleerde batterijen zijn van het type lithium-ion omdat dat het meest gebruikte batterijtype is en naar verwachting zal blijven tot 2030. We nemen een round-trip efficiency van 85% aan (Cole et al., 2021).

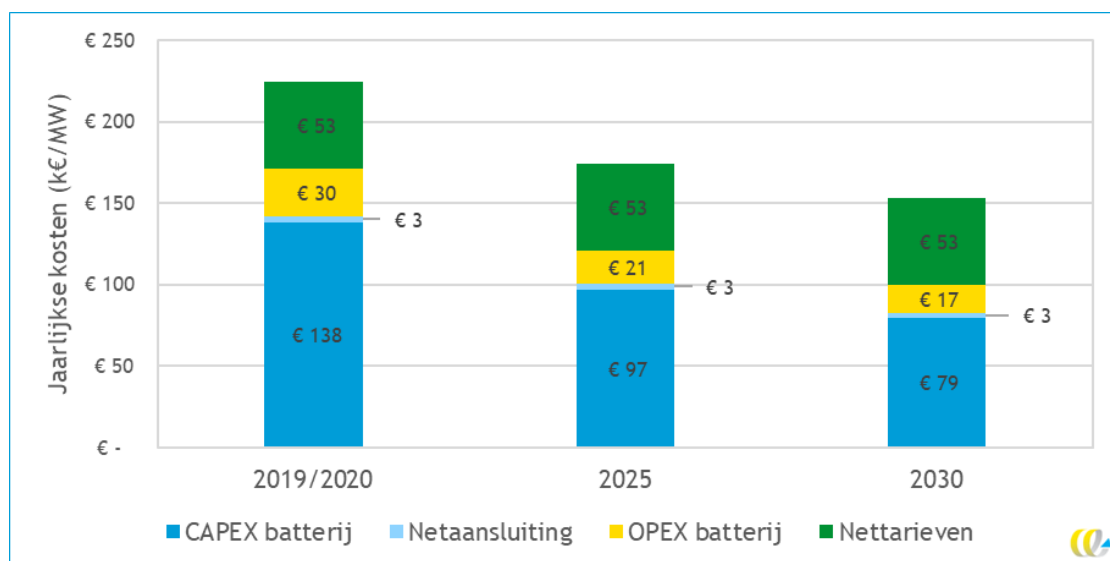
¹ Kapitaallastfactor = $WACC / (1 - 1 / (1 + WACC)^{Afschrijfstermijn})$.

3 Wat kost een batterijproject?

In dit hoofdstuk lichten we de kosten in meer detail toe met een paragraaf per kostencomponent. De kosten bestaan uit kosten voor de aanschaf (CAPEX) en operatie (OPEX) van de batterij, de netbeheerkosten en aggregatorkosten. In Figuur 2 staan de kosten voor een gridbatterij weergegeven, met kosten uitgedrukt als jaarlijkse kosten per MW batterijvermogen. Vanwege de schaalgrootte van de gridbatterij verwaarlozen we de aggregatorkosten.

De kosten voor afschrijving en financiering van de batterij (CAPEX) zijn dominant, maar dalen sterk als de batterij in een later jaar gebouwd wordt. Daarmee dalen ook de operationele kosten van de batterij, aangezien deze proportioneel aan de CAPEX zijn. De eenmalige kosten voor het realiseren van een netaansluiting zijn relatief beperkt als deze vertaald worden naar jaarlijkse kosten. De jaarlijkse nettarieven zijn een significante kostencomponent. Doordat de overige kostencomponenten dalen, neemt het aandeel van de jaarlijkse nettarieven toe van zo'n 25% nu naar 35% in 2030.

Figuur 2 - Totale jaarlijkse kosten batterijsysteem voor gridbatterij



3.1 Hoe hoog zijn de investeringskosten?

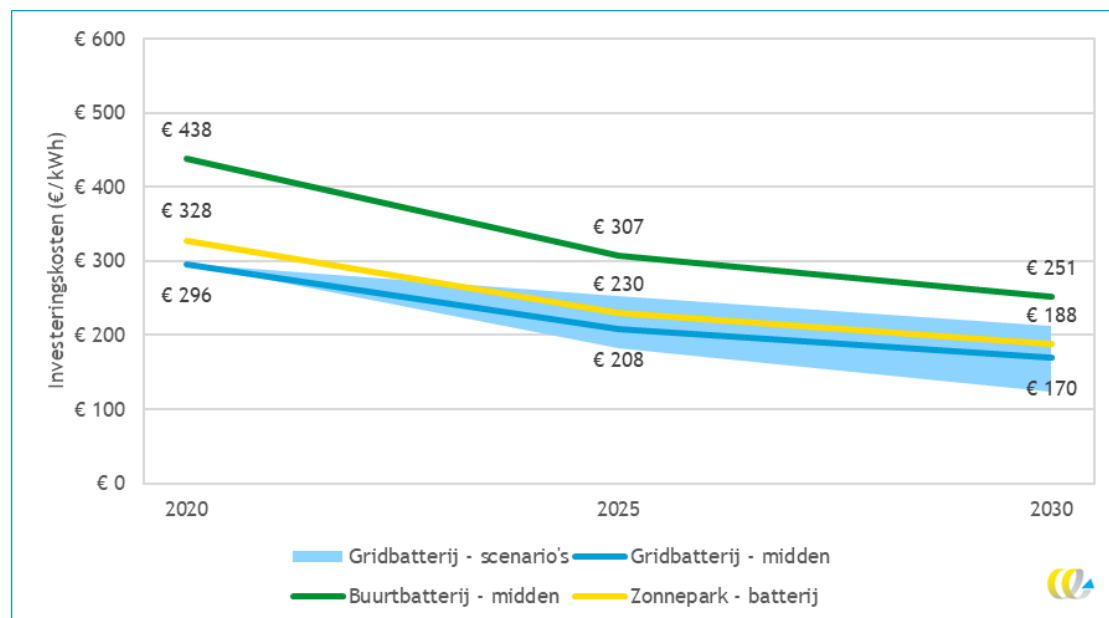
De investeringskosten zijn de totale kosten voor de bouw van een batterijsysteem en omvatten de kosten van de batterijen, de omvormers en de projectontwikkelingskosten. De kosten van de batterij baseren we op het ‘midden’ scenario van de meest actuele kostenschatting door het Amerikaanse NREL (Cole et al., 2021). Het effect van de schaalgrootte op de kostprijs berekenen we aan de hand van een eerdere studie (NREL, 2020).

In Figuur 3 zijn de kosten weergegeven voor de buurtbatterij, gridbatterij en batterij bij zonnepark. Voor de gridbatterij is ook de bandbreedte van de kosten weergegeven in het lichtblauwe vlak (scenario's ‘hoog’ en ‘laag’). De bandbreedte voor de gridbatterij-



investeringskosten in 2025 is tussen de 182 en 253 €/kWh met een waarde van 208 €/kWh in het ‘midden’-scenario. In 2030 is de bandbreedte 123 tot 213 €/kWh met een waarde van 170 €/kWh in het ‘midden’-scenario.

Figuur 3 - Ontwikkeling prijzen van batterij met 4 uur opslagcapaciteit, bewerking van NREL, (2020) ; Cole et al., (2021)



De batterij kent een levensduur van 15 jaar (Cole et al., 2021). We nemen aan dat de ontmantelingskosten aan het einde van de levensduur worden gedekt door de opbrengst van recycling van de materialen. We rekenen met een weighted average cost of capital (WACC) van 8% voor 2020, 2025 en 2030. Deze WACC is gebaseerd op verschillende literatuurbronnen over batterijsystemen en overleg met verschillende experts (ADB, 2018, CreditSuisse, 2017, Larsson & Börjesson, 2018, Lazard, 2018). De WACC is een gemiddelde factor van het vereiste rendement over eigen en geleend geld. Batterijprojecten kennen nu nog een hoger risicoprofiel en vereisen daarom meer eigen geld en hogere rentes op geleend geld, wat leidt tot een hogere WACC. Ter vergelijking: voor zonneparken is een WACC van 1,6% gangbaar, voor windparken 2,8% (PBL, 2021).

3.2 Hoe hoog zijn de lopende kosten?

Vaste en variabele onderhoudskosten

De vaste en variabele kosten baseren we op de NREL-studie naar grootschalige batterijsystemen (Cole et al., 2021). De vaste operationele kosten schat de NREL op 2,5% van de investeringskosten. De variabele operationele kosten zijn nihil en worden daarom aangenomen op 0% van de investeringskosten (Cole et al., 2021). De kosten door batterijverliezen zitten verwerkt in de berekening van de opbrengsten.

Nettarieven

Voor de nettarieven hanteren we de tarieven van Liander voor 2021 (ACM, 2020). We nemen aan dat de tarieven gelijk blijven. We nemen aan dat de gridbatterij en zonneparken worden aangesloten op een HS+TS/MS-transformator, de buurtbatterij op een MS/LS-transformator en de zonneparken op het MS-netwerk. Tabel 2 toont de tariefcomponenten en de totale netwerkcosten per MW batterijvermogen. Voor het nieuwe zonnepark worden baten toegekend aan de batterij vanwege de lagere netwerkaansluiting. Voor de buurtbatterij zijn de kosten ook afhankelijk van het totale jaarlijkse verbruik en zijn deze dus afhankelijk van de inzet van de batterij.

Tabel 2 - Nettarieven per batterijtype, gebaseerd op de nettarieven van Liander in 2021

Batterijtype	Aansluit-categorie	Aansluit-tarief eenmalig	Periode aansluit-vergoeding en vastrecht	Transport-afhankelijk tarief	Verbruiks-tarief	Totaal nettatarief per jaar
		€	€/jaar	€/jaar	€/kWh	€/jaar/MW
Gridbatterij	Trafo HS+TS/MS	€ 1.411.605	€ 45.120	€ 2.655.120	€ 0	€ 53.102
Buurtbatterij	Trafo MS/LS	€ 4.522	€ 592	€ 9.406	€ 0,0105	€ 41.666 tot € 72.777
Bestaand zonnepark	Trafo HS+TS/MS	€ 0	€ 0	€ 541.200	€ 0	€ 54.120
Nieuw zonnepark	Trafo HS+TS/MS	- € 28.690 ²	- € 11.232	€ 541.200	€ 0	€ 47.881

Bron: ACM, (2020). De tarieven van Liander voor de hoogspanningsaansluitingen komen overeen met de tarieven van TenneT.

Belasting

De dubbele heffing op energieopslag wordt per 1 januari 2022 opgeheven. Daarmee vervalt zowel de energiebelasting (EB) als de opslag duurzame energie (ODE) die geheven werd over de elektriciteit om de batterij op te laden van het net. We rekenen dus met een bedrag van 0 €/kWh voor EB en ODE. In 2019 was er nog wel sprake van dubbele energiebelasting, maar dat hebben we in onze berekeningen niet meegenomen.

² Door de batterij is een aansluiting van 10 MW in plaats van 20 MW vereist. De batterij resulteert dus in baten voor het netwerktarief ten opzichte van de referentiesituatie.



4 Wat brengt een batterij in de toekomst op?

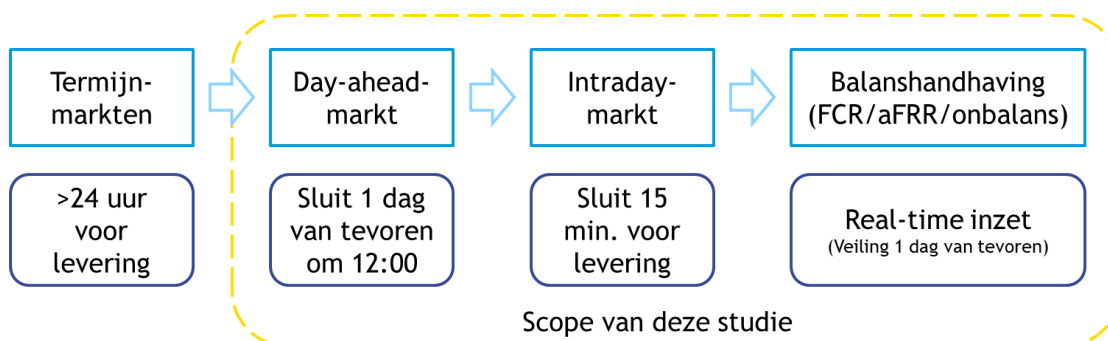
In dit hoofdstuk lichten we de inzet toe van batterijen op de day-aheadmarkt, de intraday-, onbalans-, FCR-, aFRR- en congestiemarkt. De achtergrond van de analyse en een uitgebreidere bespreking staat in het achtergrondrapport.

4.1 Op welke manieren kan een batterij geld verdienen op de elektriciteitsmarkt?

De elektriciteitsmarkt bestaat uit meerdere markten, batterijen kunnen dan ook op verschillende markten geld verdienen. We lichten deze markten toe aan de hand van een uitleg van de elektriciteitsmarkt.

Bij elektriciteit moeten vraag en aanbod op ieder moment met elkaar in balans zijn. Deze balans wordt bereikt met handel op verschillende markten, zie Figuur 4.

Figuur 4 - Samenhang van de verschillende markten



Op de termijnmarkten wordt elektriciteit tot jaren van tevoren in grotere blokken verhandeld, bijvoorbeeld per maand. Dit is interessant voor centrales en grote verbruikers om een deel van hun prijs alvast vast te leggen en zo prijsrisico's te dempen. Batterijen kunnen niet goed handelen op de termijnmarkten omdat hun inzet vrij snel varieert en pas relatief kort van tevoren te bepalen is. Daarom laten we de termijnmarkten verder buiten beschouwing.

Als we het hebben over 'de elektriciteitsmarkt', hebben we het meestal over de day-aheadmarkt (DAM), ook wel EPEX SPOT of APX genoemd³. Een dag van tevoren brengen aanbieders en afnemers biedingen uit voor ieder uur van de dag, gebaseerd op wat zij verwachten te gaan opwekken of verbruiken. Deze biedingen legt TenneT per partij vast in diens zogenaamde 'e-programma'. De day-aheadveiling bepaalt de elektriciteitsprijs voor alle gewone aanbieders en afnemers. Zie Bijlage A voor de belangrijkste aannames voor de

³ De day-aheadhandel vindt plaats op de European Power Exchange (EPEX SPOT), voor 1 januari 2017 vond de handel plaats op de Amsterdam Power Exchange (APX).

modellering van de day-aheadmarkt. De huidige elektriciteitsprijzen zijn het gevolg van een uitzonderlijke situatie, we baseren onze berekeningen dus op langjarige ontwikkelingen en niet op de huidige historisch hoge elektriciteitsprijzen.

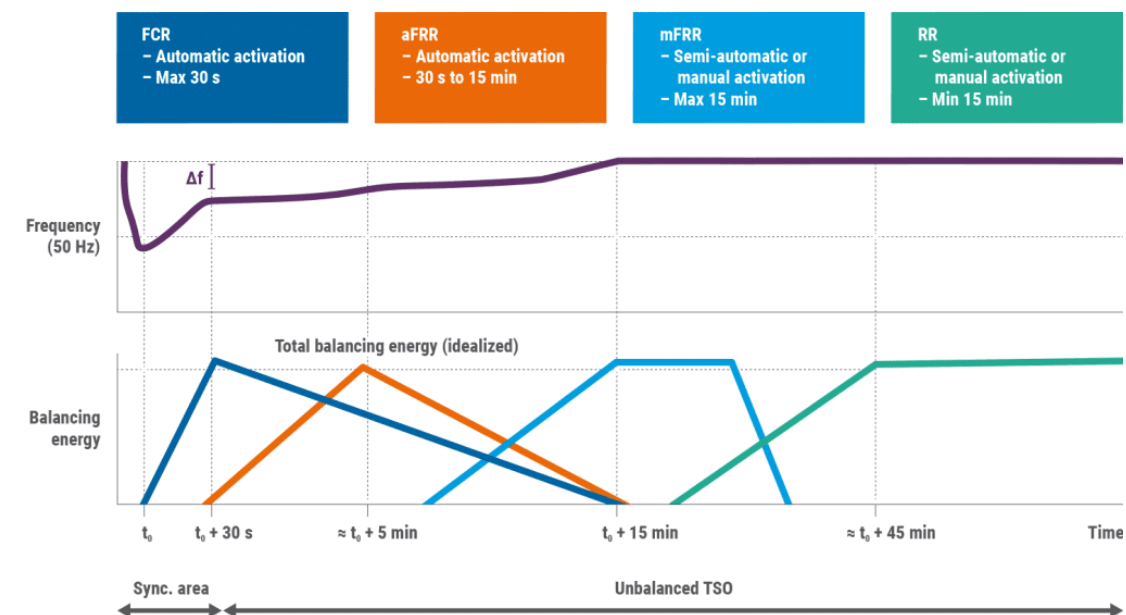
Energieleveranciers en sommige grote opwekkers of afnemers hebben daarnaast een balanceringsverantwoordelijkheid, zogenaamde Balancing Responsible Parties of BRP's. Zij moeten bijdragen aan de balans van vraag en aanbod in het systeem. Als het daadwerkelijke verbruik of opwek afwijkt van het laatst goedgekeurde e-programma, is er een onbalans in het systeem. TenneT zorgt ervoor dat deze onbalans weggeregeld wordt, maar de BRP's krijgen daar wel een rekening voor. Het is dus vaak gunstig voor BRP's om hun onbalans (deels) te reduceren. Dit kan via de intradaymarkt tot een kwartier voor levering. Als het bijvoorbeeld minder zonnig is dan de voorspelling, zal een zonnepark minder elektriciteit leveren dan gepland. De eigenaar van een groot zonnepark kan dan van tevoren al extra elektriciteit inkopen om te zorgen dat hij geen onbalans heeft.

Na handel op de intradaymarkt blijft er meestal een gedeelte onbalans over. De resterende onbalans wordt door TenneT weggeregeld door partijen direct aan te sturen op basis van afwijkingen in de netfrequentie. TenneT heeft drie producten om deze onbalans op te lossen:

1. FCR - Frequency Containment Reserve (vroeger primaire reserve).
2. aFRR - automatic Frequency Restoration Reserve (vroeger secundaire reserve).
3. mFRR - manual Frequency Restoration Reserve (vroeger tertiaire reserve).

Bij een afwijking in de netfrequentie stuurt TenneT eerst FCR aan, zie Figuur 5. FCR reageert snel, maar heeft een beperkt vermogen en moet snel gereed zijn om een volgende verstoring op te vangen. Daarom schakelt TenneT naast FCR ook aFRR in. De installaties die mee doen aan aFRR hebben een langere reactietijd, maar worden ook langer geactiveerd. Bij grote en/of aanhoudende frequentie-afwijkingen wordt ook mFRR geactiveerd.

Figuur 5 - De balanceringsproducten van TenneT en hun onderlinge samenhang



Bron: (ENTSO-E, 2019).

BRP's kunnen ook zonder deelname aan de aFRR of mFRR hun onbalans verkleinen. TenneT stelt een near-real time prijssignaal beschikbaar dat het actuele tekort of overschot weergeeft, samen met de prijs die TenneT zou betalen voor het activeren van de balanceringsdiensten. Door te reageren op dit signaal, kunnen partijen actief hun onbalans verkleinen, zodat TenneT minder balanceringsvermogen hoeft in te schakelen.

Batterijen zijn vanwege hun snelle reactietijd geschikt voor deelname op de FCR- en aFRR-markten. Als een (deel van de) batterij wordt ingezet voor balanceringsdiensten, dan kan dat deel niet ingezet worden voor andere diensten omdat er boetes verbonden zijn aan niet reageren op de oproep van TenneT. mFRR is niet interessant omdat de batterij dan wel altijd beschikbaar moet zijn, maar slechts enkele keren per jaar wordt geactiveerd (DNV-GL, 2021).

Tenslotte kunnen batterijen nog deelnemen op de congestiemarkt. Er treedt netcongestie op als de totale vraag of het totale aanbod van elektriciteit meer is dan de capaciteit van een deel van het transport- of distributiesysteem. Netbeheerders zijn verplicht om congestie-management in te zetten in afwachting van netverzwaring. Met congestie-management vragen netbeheerders aan marktpartijen in het congestiegebied om tijdelijk meer of minder af te nemen of op te wekken. De bieding in het congestiegebied wordt gematcht met een tegenovergestelde bieding buiten het congestiegebied, zodat de systeembalans niet verstoord wordt. Zowel TenneT als de regionale netbeheerders passen congestie-management toe. De ACM bereidt nu een nieuwe versie van het codebesluit congestie-management voor, waarbij netbeheerders mogelijk verplicht worden om hernieuwbare opwek aan te sluiten tot 200% van de ontwerpcapaciteit van hun netwerk. Dit zou een enorme impact op de markt voor congestie-management kunnen hebben. Experts speculeren op de mogelijkheid dat er capaciteitsvergoedingen in het leven worden geroepen om te allen tijde voldoende congestie-management beschikbaar te hebben.

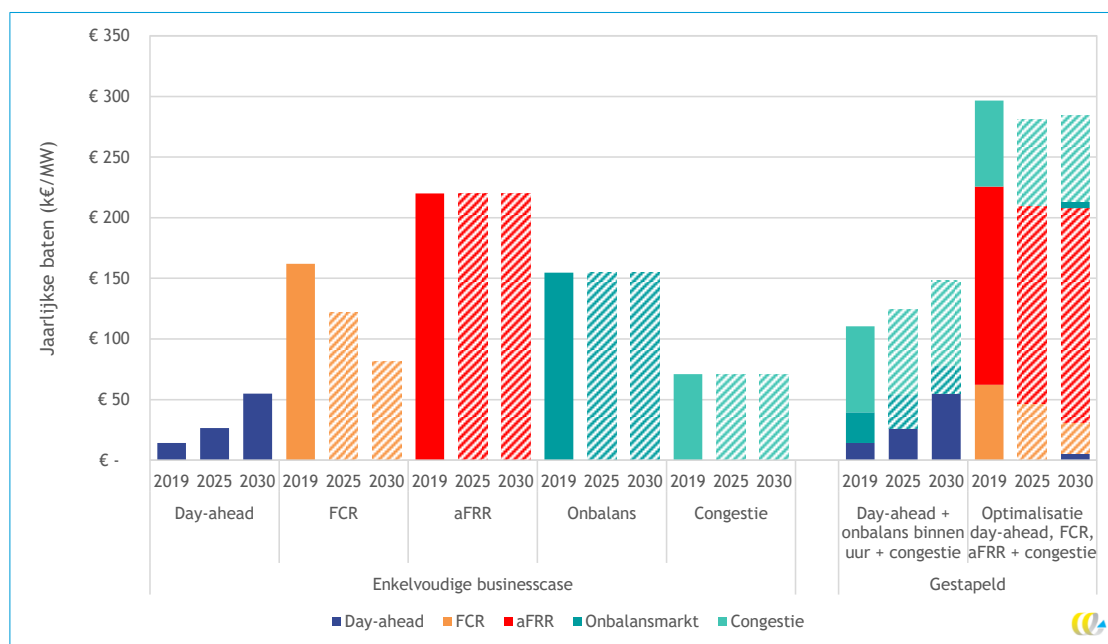
4.2 Hoeveel kan een batterij op iedere markt verdienen?

We hebben per markt de actuele opbrengsten bepaald. De toekomstige opbrengsten zijn berekend voor de day-aheadmarkt en geschat voor de andere markten. Daarnaast hebben we de opbrengsten van twee gestapelde businesscases doorgerekend. Meer details over de berekening van de opbrengsten zijn te vinden in het achtergrondrapport.

In Figuur 6 is de opbrengst van de gridbatterij voor de inzet op de verschillende losse markten weergegeven. De opbrengsten zijn het hoogste voor de gestapelde businesscase met de day-ahead-, FCR-, aFRR- en congestiemarkt⁴. De inkomsten zijn iets lager voor de FCR-, aFRR- en onbalansmarkt. De inkomsten op de day-aheadmarkt en de congestiemarkt zijn beduidend lager.

⁴ De omvang van deze markt is beperkt omdat het verdienmodel mede afhankelijk is van de FCR-markt van 200 MW.

Figuur 6 - Resultaten baten gridbatterij. De gearceerde kolommen zijn onzekerder omdat ze geschatte data bevatten



In het volgende hoofdstuk combineren we kosten en opbrengsten van alle batterijvarianten om tot de rentabiliteit te komen.

5 Worden batterijen rendabel op grote schaal en zo ja, wanneer?

5.1 Hoe ontwikkelt de rentabiliteit van batterijsystemen zich in de tijd?

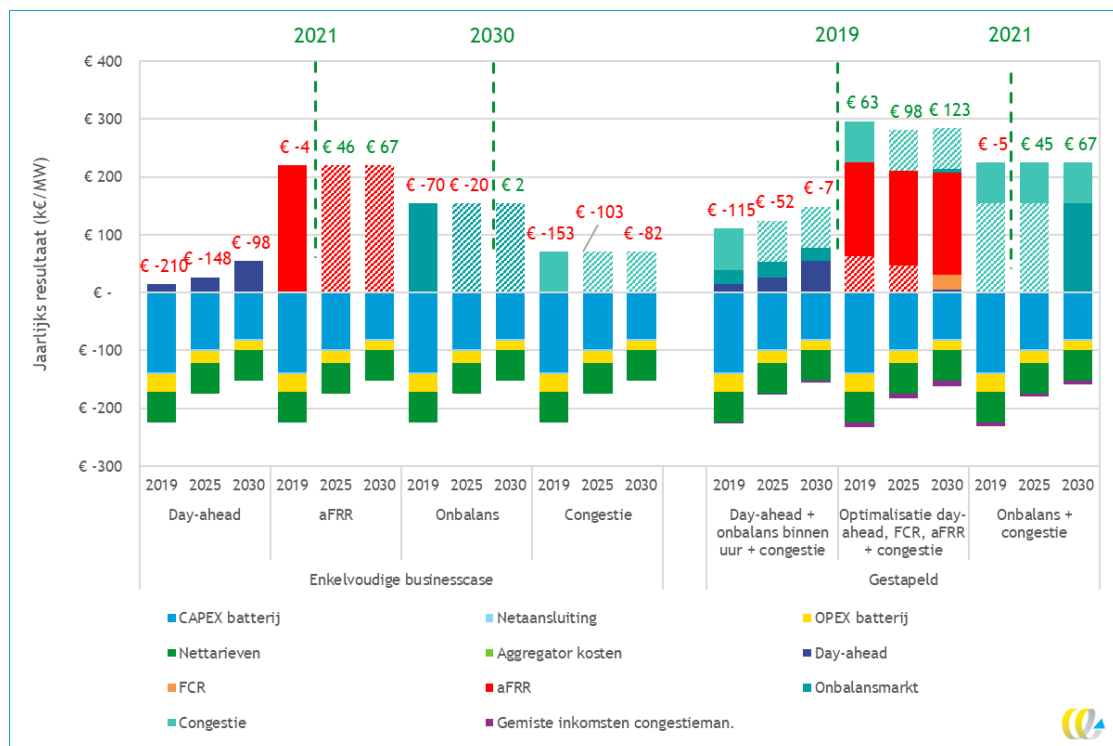
Van alle batterijvarianten is de gridbatterij het eerst rendabel. De gridbatterij is eerder rendabel dan de buurtbatterij, doordat de investeringskosten en nettarieven door schaalvoordelen lager liggen. De gridbatterij is ook eerder rendabel dan de batterij bij zon-pv. De netaansluiting bij een zonnepark wordt ook deels gebruikt voor de levering van zonne-stroom en is dus niet volledig beschikbaar voor handel op de markten. De besparing op de netbeheerskosten is niet voldoende om dit te compenseren.

In de volgende paragrafen gaan we in detail in op de businesscase van de batterijsystemen.

5.1.1 Gridbatterij

Er zijn nu al verschillende rendabele businesscases voor de gridbatterij. De resultaten voor de gridbatterij zijn weergegeven in Figuur 7.

Figuur 7 - Jaarlijks resultaat voor de gridbatterij. De gearceerde kolommen zijn gebaseerd op berekeningen met geschatte data



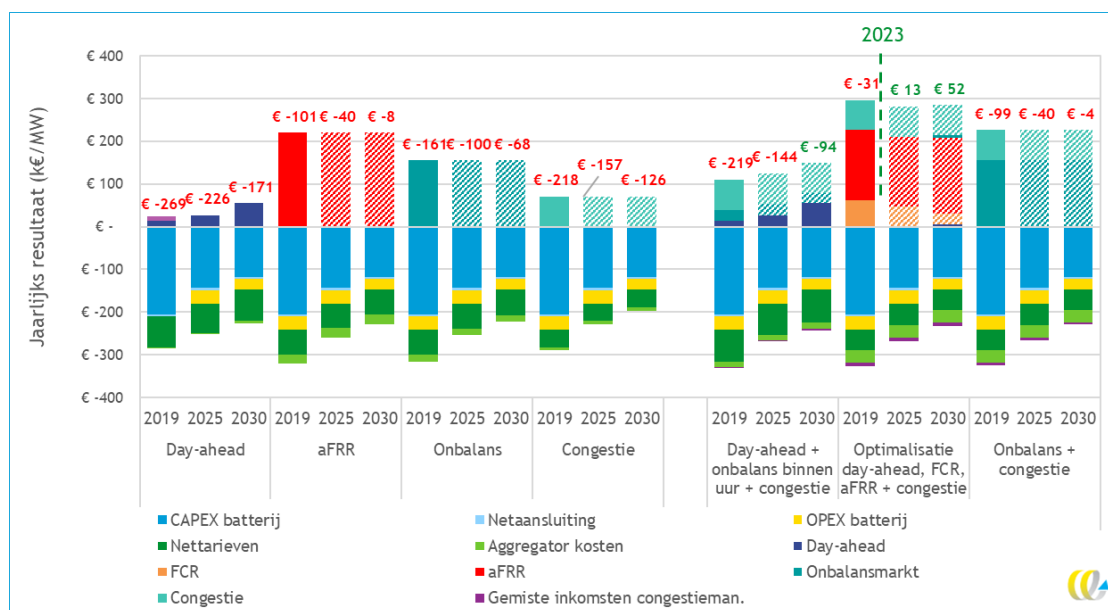
Voor de gridbatterij zien we de volgende resultaten:

- Arbitrage op de day-aheadmarkt wordt voor 2030 niet rendabel.
- De FCR-markt is op dit moment al rendabel voor batterijen met een capaciteit van één uur en is daarom buiten het figuur gelaten. Bij de gemodelleerde daling van de opbrengsten worden batterijen met vier uur opslagcapaciteit niet rendabel op de FCR, bij gelijkblijvende opbrengsten wordt het omslagpunt eind jaren '20 wel bereikt.
- De aFRR-markt kent de beste businesscase gebaseerd op een enkelvoudige markt. Het omslagpunt vindt plaats rond 2021.
- De onbalansmarkt wordt naar verwachting rond 2030 rendabel als enkelvoudige markt.
- De opbrengsten op de congestiemarkt zijn onzeker richting de toekomst, maar met de huidige prijzen en volumes zijn batterijen niet rendabel met alleen de congestiemarkt.
- Er is op dit moment ook een rendabele businesscase mogelijk met de combinatie van de onbalansmarkt en de congestiemarkt.
- De gestapelde businesscase van de day-ahead-, FCR-, aFRR- en congestiemarkt heeft de hoogste opbrengsten en is nu al rendabel. De gedeeltelijke afhankelijkheid van de FCR-markt betekent echter wel dat er een beperkt vermogen aan batterijen gebruik kan maken van deze businesscase.

5.1.2 Buurtbatterij

De inkomsten voor de buurtbatterij zijn gelijk aan die van de gridbatterij. De kosten zijn echter hoger waardoor de businesscases minder voordelig zijn. Figuur 8 toont de resultaten voor de buurtbatterij.

Figuur 8 - Jaarlijks resultaat voor de buurtbatterij. De gearceerde kolommen zijn gebaseerd op berekeningen met geschatte data

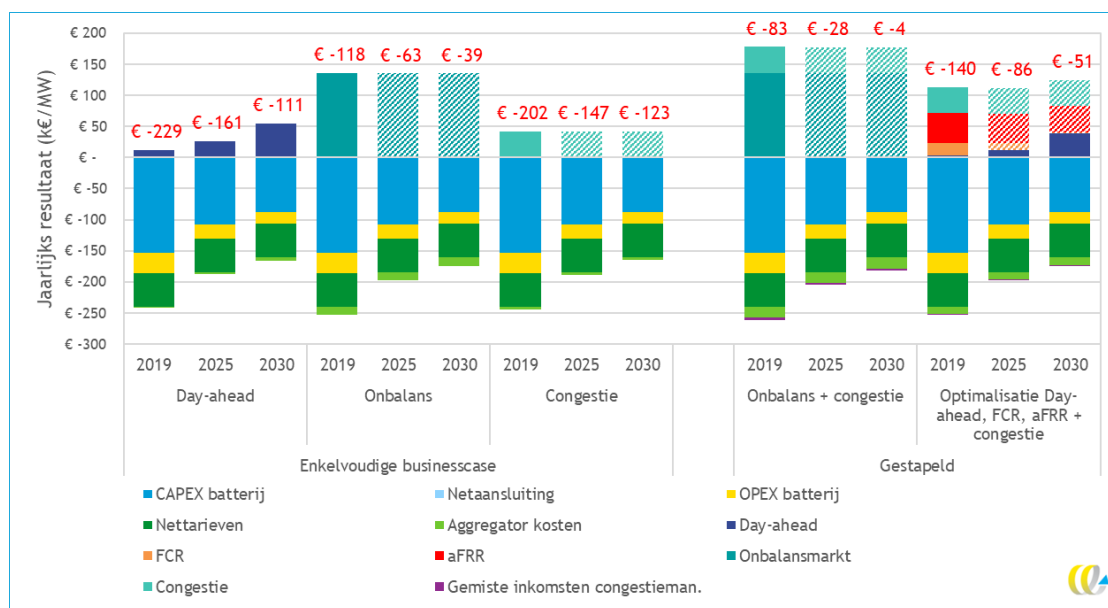


In 2020 zijn geen van de businesscases positief. In 2030 is voor de buurtbatterij van 100 kW geen van de enkelvoudige markten rendabel, ook bijvoorbeeld de aFRR niet. De gestapelde businesscase van de day-ahead-, FCR-, aFRR- en congestiemarkt is rendabel rond 2023.

5.1.3 Batterij bij nieuw zonnepark

Vóór 2030 wordt alleen de combinatie van handel op de onbalansmarkt en de congestiemarkt rendabel voor de batterij bij een nieuw zonnepark. De resultaten voor de batterij bij een nieuw zonnepark zijn weergegeven Figuur 9.

Figuur 9 - Jaarlijks resultaat voor de batterij bij een nieuw zonnepark. De gearceerde kolommen zijn gebaseerd op berekeningen met geschatte data



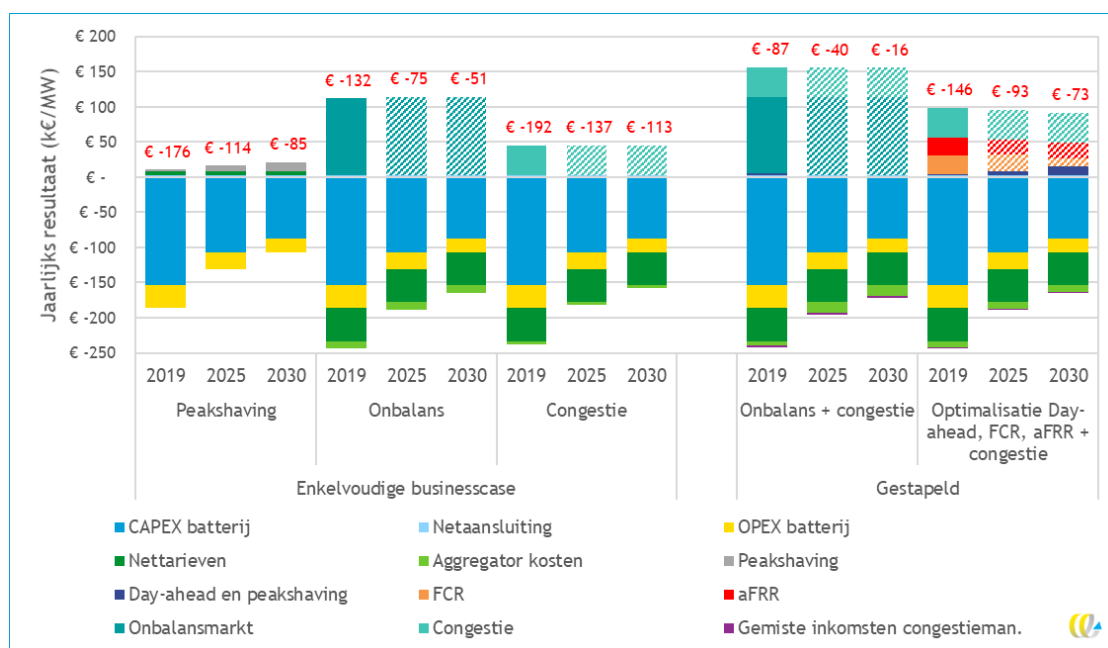
Voor de batterij bij een nieuw zonnepark zien we de volgende resultaten:

- Een batterij bij een nieuw zonnepark die alleen wordt ingezet voor peakshaving is niet rendabel, ook al hoeven er geen transporttarieven afgedragen te worden.
- Als er naast peakshaving gehandeld wordt op een andere markten zijn de additionele transporttarieven 52 k€/MW/jaar. In 2030 zijn de baten van handelen op de day-aheadmarkt 21 k€/MW/jaar. Aangezien deze businesscase niet resulteert in additionele baten is deze niet opgenomen in Figuur 9.
- Voor batterijen bij een nieuw zonnepark is een gestapelde businesscase van de congestiemarkt met de onbalansmarkt het meest voordelig, maar in 2030 nog niet rendabel.
- De aFRR-markt en combinatie van de aFRR-, FCR- en day-aheadmarkt businesscase worden niet rendabel tot 2030, ook niet als deze wordt gecombineerd met de congestiemarkt. Doordat zonneproductie wordt geleverd via de netaansluiting is er minder vermogen van de netwerkaansluiting beschikbaar voor de batterij. Hierdoor zijn vooral de inkomsten van de FCR- en aFRR-markt lager dan bij de gridbatterij.

5.1.4 Batterij bij een bestaand zonnepark

Bij een bestaand zonnepark is de netaansluiting een groter gedeelte van de tijd beschikbaar voor handel op de markten dan bij een nieuw zonnepark. Het vermogen van het bestaande zonnepark is immers maar 10 MW, terwijl het nieuwe zonnepark een omvormervermogen heeft van 20 MW. Beide hebben een netaansluiting van 10 MW. De inkomsten van een batterij bij een bestaand zonnepark zijn hoger door doordat er meer netcapaciteit beschikbaar is. Figuur 10 toont de resultaten voor een batterij bij een bestaand zonnepark.

Figuur 10 - Jaarlijks resultaat voor de batterij bij een bestaand zonnepark. De gearceerde kolommen zijn gebaseerd op berekeningen met geschatte data



De businesscase voor de meest voordelige variant, namelijk de combinatie tussen de onbalans- en congestiemarkt, is zelfs in 2030 niet rendabel voor de batterij bij bestaande zon.

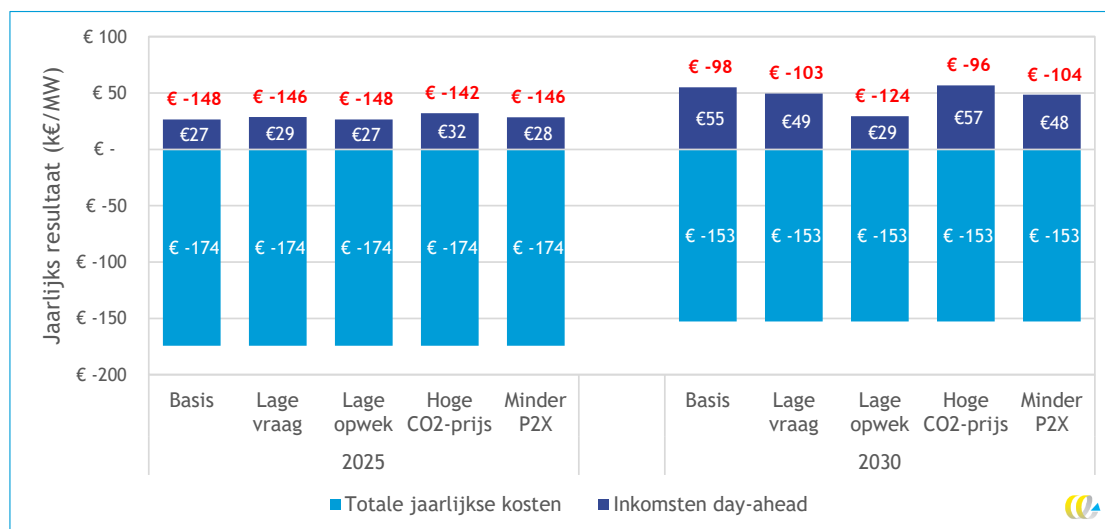
5.2 Is de rentabiliteit robuust in een onzekere elektriciteitsmarkt?

De ontwikkeling van de elektriciteitsmarkt is inherent onzeker. Voor de meeste markten zijn geen goede modellen beschikbaar, maar de day-aheadmarkt kunnen we wel modelleren. Dit is een relevante markt voor grootschalige batterijopslag, er zou namelijk een groot volume aan batterijen ontsloten worden als batterijen rendabel worden op de day-aheadmarkt.

We doen een aantal onzekerheidsanalyses voor de rentabiliteit van een gridbatterij op de day-aheadmarkt. We nemen aan dat het effect vergelijkbaar is voor de overige batterijvarianten.

De resultaten van de gevoeligheidsscenario's zijn weergegeven in Figuur 11. De gevoeligheidsanalyses tonen dat de resultaten voor de day-aheadmarkt robuust zijn voor verschillende ontwikkelingen in de day-aheadmarkt. De inkomsten in de day-aheadmarkt zijn in alle scenario's beperkt ten opzichte van de totale jaarlijkse kosten in 2025 en 2030. In de volgende paragrafen lichten we de onzekerheidsscenario's in meer detail toe.

Figuur 11 - Jaarlijkse resultaten voor de gevoeligheidsanalyses op de day-aheadmarkt



5.2.1 Andere verhouding vraag en opwek

Het basisscenario kent een combinatie van een hoge hoeveelheid hernieuwbare productie met een hoge vraag, zie Bijlage A voor een overzicht van de belangrijkste aannames. De uitkomsten kunnen anders zijn als er wel meer hernieuwbare opwek komt, maar geen extra vraag, of andersom, zie Tabel 3:

Tabel 3 - Overzicht match extra vraag en extra opwek

	Weinig groei hernieuwbare opwek	Sterke groei hernieuwbare opwek
Veel extra vraag	Veel tekorten, vooral veel inzet van centrales.	Basisscenario in de toekomst, zowel veel overschotten als veel tekorten.
Weinig extra vraag	Basisscenario nu, vraag en aanbod redelijk in balans.	Veel overschotten.

Voor het scenario met lage groei van hernieuwbare opwek zijn we uitgegaan van de groei zoals beschreven in de KEV '20 (PBL, 2020). Figuur 11 toont lagere opwek resulteert voor 2030 in veel lagere inkomsten via de day-aheadmarkt doordat er minder grote verschillen zitten in de uurprijzen.

Voor het scenario met weinig extra vraag nemen we het 'laag' scenario van de Stuurgroep Extra Opgave voor de industrie en het scenario 'Klimaatakkoord' uit onze studie 'Elektrificatie en Vraagprofiel 2030' voor de overige sectoren. Figuur 11 toont dat een lage vraag resulteert in beperkte additionele inkomsten in 2025 en beperkte lagere inkomsten in 2030.

5.2.2 Hogere CO₂-prijs

De CO₂-prijs heeft een directe invloed op de marginale kosten van thermische centrales. De gemiddelde prijs wordt hoger, maar de absolute spread tussen piek en dal wordt ook vergroot met een hogere CO₂-prijs. We hebben een extra doorrekening gedaan met een CO₂-prijs van 80 €/t in 2025 en 130 €/t in 2030. In het basisscenario was dit 65 €/t respectievelijk 90 €/t. Figuur 11 laat zien dat de inkomsten iets hoger zijn bij een hogere CO₂-prijs, maar het verschil is klein.

5.2.3 Minder Power-to-Heat en Power-to-Gas

Power-to-Heat (P2H) en Power-to-Gas (P2G) gebruiken elektriciteit op momenten dat er elektriciteitsoverschotten zijn. Ze concurreren daardoor met batterijen. We hebben een extra doorrekening gedaan met P2H en P2G volgens het scenario 'laag' van de Stuurgroep Extra Opgave. Figuur 11 toont een lichte stijging in de inkomsten in 2025 bij minder P2X en een beperkte daling van de inkomsten in 2030.

Er gebeuren twee belangrijke dingen bij minder Power-to-X:

1. Het aantal uren met lage prijzen stijgt doordat er geen extra vraag komt op uren met veel hernieuwbare productie. Hierdoor kunnen batterijen tegen een lagere prijs opladen, wat de businesscase ten goede komt.
2. Door de grote vermogens en het hoge aantal draaiuren zorgt Power-to-X er in 2030 ook voor dat er meer uren komen met bovengemiddeld hoge prijzen. Daardoor kunnen de batterijen ook tegen minder hoge prijzen ontladen, wat weer een negatief effect heeft op de businesscase.

Netto is het effect van deze twee ontwikkelingen voor 2030 licht negatief.

5.2.4 Lagere en hogere batterijkosten

De NREL voorspelt de batterijkosten voor 2025 en 2030 met een bandbreedte (Cole et al., 2021). In deze studie hanteren we het middelste scenario. Tabel 4 toont de resultaten voor de lage en hoge kostenschatting van de NREL voor de gridbatterij. De resultaten laten zien dat de onzekerheid nog relatief groot is. In 2030 gaat het om een interval van ongeveer 50 €/MW/jaar tussen de lage en hoge investeringskosten. Met een lage prijs is de businesscase op de onbalansmarkt in 2026 rendabel. Met een hoge prijs is die case in 2030 nog niet rendabel. Daarom is het van belang om bij de interpretatie van de resultaten deze onzekerheid goed mee te wegen.

Tabel 4 - Resultaten lage en hoge batterijkosten gridbatterij

Resultaat (k€/MW/jaar)	Day-aheadmarkt			Onbalansmarkt		
	2020	2025	2030	2020	2025	2030
Jaar						
Basisscenario	€ -210	€ -148	€ -98	€ -70	€ -20	€ 2
Lage investeringskosten		€ -133	€ -71		€ -5	€ 29
Hoge investeringskosten		€ -173	€ -122		€ -45	€ -22

Tabel 5 toont de resultaten voor een batterij bij een nieuw zonnepark. De resultaten voor de onbalans- en congestiemarkt zijn ook weergegeven omdat deze businesscase in 2020 nog niet rendabel is. Voor de gridbatterij is deze case wel rendabel in 2020, waarom die niet opgenomen is. Lage of hoge investeringskosten resulteren niet in een wisseling in de rentabiliteit voor de day-aheadmarkt en onbalansmarkt businesscases. Beide businesscases blijven immers niet rendabel. De rentabiliteit van de combinatie van de onbalans- en

congestiemarkt wordt wel beïnvloed. Met lagere batterij kosten is de businesscase in 2029 rendabel, anders pas na 2030.

Tabel 5 - Resultaten lage en hoge batterijkosten batterij bij nieuw zonnepark

Resultaat (k€/MW/jaar)	Day-aheadmarkt en peakshaving			Onbalansmarkt			Onbalans- en congestiemarkt		
	2020	2025	2030	2020	2025	2030	2020	2025	2030
Basisscenario	€ -228	€ -168	€ -132	€ -132	€ -75	€ -51	€ -87	€ -40	€ -16
Lage investeringskosten		€ -152	€ -102		€ -59	€ -22		€ -24	€ 14
Hoge investeringskosten		€ -96	€ -159		€ -104	€ -78		€ -68	€ -43

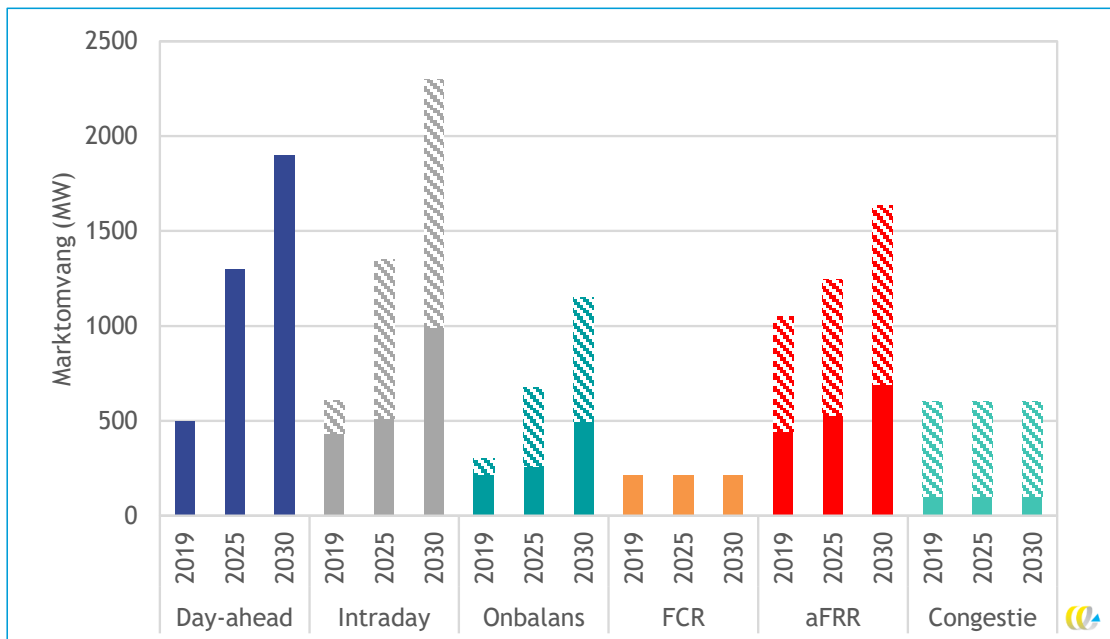


6 Wat betekent batterijopslag voor de energietransitie, zonder aanvullend beleid?

6.1 Hoeveel batterijen worden er verwacht?

Batterijen komen niet grootschalig tot stand zonder dat ze rendabel worden op markten met een totale omvang op gigawattschaal. Naast de opbrengsten per markt is dus ook de omvang van de markt relevant. In het vorige hoofdstuk hebben we besproken wanneer batterijen op welke markt rendabel worden. In Figuur 12 staat de omvang van de markten over de tijd weergegeven, zoals besproken in het achtergrondrapport.

Figuur 12 - Overzicht van de omvang van de markten over de tijd. De volle staven zijn de omvang van de markt gemiddeld over het jaar, de gearceerde stukken zijn de maximale omvang gedurende het jaar



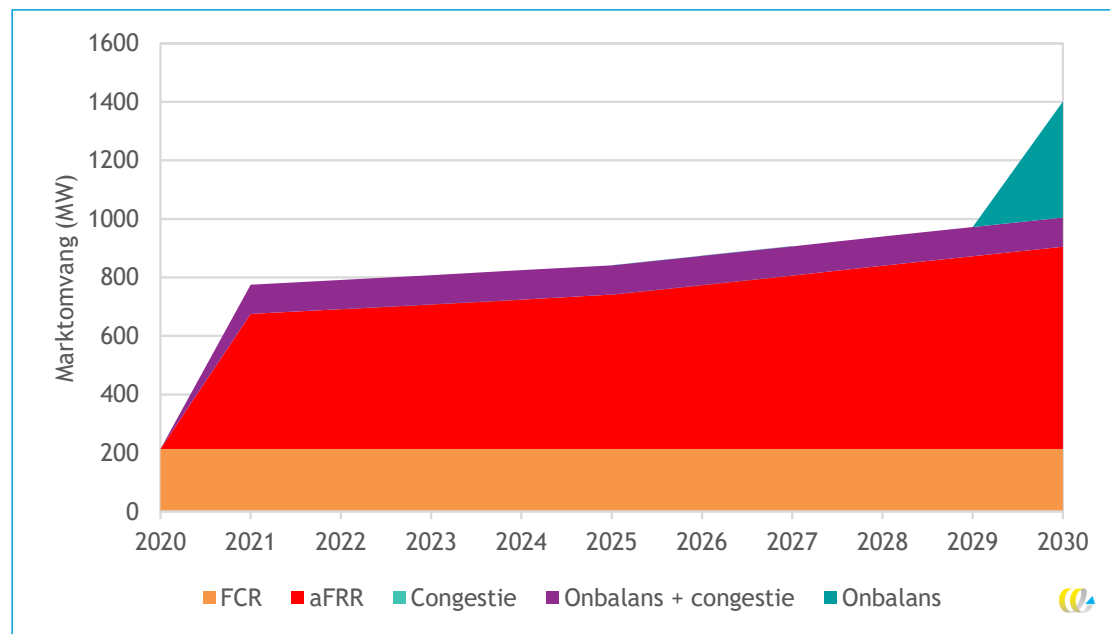
De totale day-aheadmarkt is veel groter dan in de figuur, maar in de figuur is weergegeven hoeveel batterijen er actief kunnen zijn op de day-aheadmarkt zodanig dat ze gemiddeld minimaal twee cycli per dag maken.

De omvang van de markten waarop batterijopslag rendabel is neemt toe van een kleine 600 MW nu naar zo'n 750 MW in 2025 en 1,2 GW in 2030, zie Figuur 13. De omvang van de rendabele markten is gebaseerd op de volgende resultaten:

- Er staat nu zo'n 60-70 MW aan batterijen opgesteld, voornamelijk op de FCR-markt. De FCR-markt van ongeveer 210 MW is nu al rendabel voor batterijen met één uur

- capaciteit.
- De aFRR als enkelvoudige markt is rendabel vanaf 2021 en daarom zullen op korte termijn batterijen op deze markt gerealiseerd worden.
 - Een combinatie van de onbalansmarkt met de congestie markt zal rond 2023 al rendabel zijn voor een gridbatterij, maar deze businesscase is niet rendabel voor de buurtbatterij of een batterij bij zonneparken.
 - De onbalansmarkt als enkelvoudige markt wordt naar verwachting rendabel in 2030, waarna het volume van batterijen verder kan toenemen.

Figuur 13 - Totale omvang van rendabele markten voor batterijomslag



Naast grootschalige batterijen zullen ook thuisbatterijen en slim laden en/of Vehicle-2-Grid van elektrische voertuigen een rol gaan spelen, maar deze vormen van opslag zijn niet expliciet gemodelleerd in deze studie.

6.2 Wat is de invloed van batterijen op de verschillende markten?

Batterijen beïnvloeden de markten waarop ze actief zijn. Batterijen kunnen alleen succesvol deelnemen aan markten als ze goedkoper zijn dan de bestaande assets. Op deze manier verlagen ze de prijzen in de markten waarop ze actief worden.

6.2.1 FCR

De prijzen van FCR zullen naar verwachting zakken doordat deze markt al snel verzadigd raakt met batterijen. De batterijen die nu op deze markt actief zijn, hebben veelal een capaciteit van één uur en zijn daarmee niet geschikt voor deelname op de meeste andere markten. Ze zullen voornamelijk actief blijven op de FCR-markt en de lagere prijzen accepteren.

6.2.2 aFRR en onbalans

De prijzen van aFRR zullen naar verwachting gelijk blijven omdat de vraag naar aFRR snel groeit maar ook het aanbod toeneemt door meer batterijen. Door de uitfasering van kolen- en gascentrales neemt de hoeveelheid beschikbaar conventioneel vermogen de komende jaren af. Tegelijkertijd neemt de hoeveelheid hernieuwbare elektriciteit sterk toe, waarbij voorspelfouten in de opbrengst zorgen voor onbalans. De kwaliteit van de voorspellingen neemt voortdurend toe, maar het is de vraag of deze verbetering gelijke tred kan houden met de groei van hernieuwbare opwek. Door de groei van de vraag naar aFRR blijven de prijzen naar verwachting gehandhaafd terwijl er wel meer batterijen actief worden.

De prijzen voor de ingezette aFRR bepalen ook de onbalansprijs. De inzet van batterijen op de onbalansmarkt heeft dan ook een vergelijkbaar effect als de inzet van batterijen voor aFRR.

6.2.3 Congestiemarkt

De prijzen op de congestiemarkt zijn erg onzeker en sterk afhankelijk van de uitspraak van de ACM over de benutting van de netcapaciteit. De deelname van batterijen op de congestiemarkt zal in ieder geval voor meer liquiditeit op de markt zorgen en daarmee voor lagere (of minder sterk stijgende) prijzen.

6.3 Waar komen de batterijen te staan?

Gridbatterijen worden op alle markten eerder rendabel dan de overige onderzochte batterijvarianten. De verwachting is dan ook dat er bij ongewijzigd beleid met name gridbatterijen gerealiseerd zullen worden. Het geïnstalleerd vermogen van gridbatterijen kan snel groeien zodra ze rendabel worden op een bepaalde markt. Het is dan ook niet uit te sluiten dat gridbatterijen een bepaalde markt snel grotendeels overnemen, nog voordat de markt rendabel wordt voor de overige batterijvarianten.

Met het huidige beleid worden er geen grote volumes batterijen rendabel bij nieuwe zonneparken. Als het gewenst is om batterijen bij zonneparken te plaatsen vanwege de betere benutting van de netaansluiting, dan is daar aanvullend beleid voor nodig.

Buurtbatterijen zouden een belangrijke rol kunnen spelen in het lokaal afstemmen van vraag en aanbod. De buurtbatterij komt echter als minst rendabele optie uit het onderzoek omdat er geen voordeel te halen is uit extra inkomsten van de decentrale plaatsing.

De buurtbatterij heeft het nadeel van hogere aanschafkosten als gevolg van de kleine schaalgrootte. Als buurtbatterijen gewenst zijn is er aanvullende beleid of een nieuwe decentrale markt nodig.

6.4 Wat zijn de baten van batterijen in de energietransitie?

Batterijen worden met het huidige beleid vóór 2030 rendabel op de FCR-, aFRR-, onbalans- en congestiemarkt. Op deze markten leveren batterijen bijdrage aan de energietransitie.

Batterijen voor netbalancering verlagen systeemkosten

De inzet van batterijen op de FCR, aFRR en onbalansmarkt leidt tot lagere kosten voor de handhaving van de netfrequentie dan in een situatie zonder batterijen. Deze kosten worden door TenneT naar rato doorberekend aan alle gebruikers die onbalans veroorzaken.

Zonneparken en windparken zonder batterij veroorzaken onbalans als hun daadwerkelijke productie afwijkt van de voorspelling. Batterijen voor netbalancing dragen dus bij aan lagere onbalanskosten van al gerealiseerde hernieuwbare opwek. Dat zorgt voor een hogere rentabiliteit van de bestaande projecten dan in een situatie zonder batterijen. Batterijen maken op die manier nieuwe projecten aantrekkelijker.

Batterijen voor netbalancing leveren geen noemenswaardige CO₂-reductie op. Ze vervangen fossiele centrales die in min of meer gelijke mate opregelen (extra uitstoot) of afregelen (minder uitstoot). Het netto CO₂-effect is dus zeer beperkt.

Batterijen voor congestiemanagement verlagen netkosten

De inzet van batterijen op de congestiemarkt draagt bij aan het goed functioneren van deze markt en zorgt ook voor lagere prijzen. Met een goed functionerende congestiemarkt wordt het voor netbeheerders beter mogelijk om congestiemanagement toe te passen en daarmee extra zon aan te sluiten in gebieden waar een tekort is aan netcapaciteit. De kosten voor congestiemanagement worden via de nettarieven verdeeld over alle gebruikers. Lagere kosten voor congestiemanagement vertaalt zich dus direct in maatschappelijke baten.

7 Wat kan grootschalige batterij-opslag voor de transitie betekenen, met beleid?

In dit hoofdstuk verkennen we wat grootschalige batterijopslag zou *kunnen* betekenen voor de energietransitie. Ondersteunend beleid voor batterijopslag is te rechtvaardigen als batterijen een positieve bijdrage aan de energietransitie leveren. We vertalen de bijdrage van batterijen zoveel mogelijk naar concrete getallen en bedragen, maar doen nadrukkelijk geen maatschappelijke kosten-baten analyse (MKBA).

7.1 Versnelde inpassing van zonneparken door batterijen

De effecten van klimaatverandering zijn gekoppeld aan de *totale* fossiele CO₂-uitstoot over de jaren heen. Eerder CO₂ reduceren heeft dus een groter klimaateffect en daarmee hogere maatschappelijke baten (Berenschot, 2021).

Met een batterijsysteem kunnen nieuwe zonneparken met een kleinere aansluiting gerealiseerd worden. Batterijen kunnen de inpassing van zon op drie manieren versnellen:

1. Extra zonneparken achter de meter aangesloten op bestaande aansluitingen.
2. Meer nieuwe zonneparken op de plekken waar nu nog netcapaciteit is.
3. Toekomstige netverzwaringen kunnen meer zonneparken faciliteren.

Op deze manier kunnen batterijen bijdragen aan snellere inpassing van nieuwe zonneparken en zo aan het halen van de klimaatdoelen. Op dit moment wordt de uitrol van zonneparken namelijk sterk afgeremd door congestie op de elektriciteitsnetten en de lange doorlooptijden van netverzwaringen. Nu al extra zonneparken aansluiten op bestaande aansluitingen levert een tijdwinst van 5 tot 10 jaar op ten opzichte van wachten op netverzwaring.

7.2 Hoeveel extra zon kan aangesloten worden zonder netverzwaring?

Batterijen bij zonneparken kunnen ervoor zorgen dat er nog bijna 7,5 GWp extra zonnepanelen aangesloten kunnen worden op de bestaande aansluitingen. Hiervoor is 5,5 GW aan batterijen nodig, met een totale opslagcapaciteit van 22 GWh. Deze batterijen zijn zonder aanvullend beleid niet rendabel.

Met deze extra zonnepanelen kan per jaar ruim 5 TWh zonnestroom ingevoerd worden⁵. Ter illustratie, het doel in het Klimaatakkoord is een productie van 35 TWh/j van hernieuwbaar op land.

Door efficiënter gebruik van bestaande aansluitingen kunnen nog meer extra zonnepanelen aangesloten zonder dat hier batterijen of netverzwaringen voor nodig zijn. Bij een bestaand zonnepark aangesloten op 100% van het piekvermogen kunnen extra zonnepanelen geplaatst

⁵ Hierin nemen we mee dat een deel van de energie verloren gaat door batterijverliezen.

worden zodat dit park op 70% van het piekvermogen aangesloten is⁶ en op de aansluiting van windmolens kunnen nieuwe zonneparken geplaatst worden (cable pooling). In totaal kan zo bijna 10 GW aan nieuwe zonneparken aangesloten worden. Bij beide vormen van het aansluiten van extra zonnepanelen op dezelfde aansluiting kan een klein gedeelte van de geproduceerde energie niet ingevoerd worden. Dit leidt tot inkomstenderving voor de producent. De hoeveelheid verloren energie, en dus ook de gedeelde inkomsten, is echter beperkt.

Potentieel extra zon-pv op bestaande aansluitingen

Uit de doorrekening van de batterij bij een zonnepark volgt dat een zonnepark van 27 MW met een minimale hoeveelheid curtailment aangesloten kan worden op een aansluiting van 10 MW door er een batterij van 10 MW bij te plaatsen. Zonder batterij kan er met hetzelfde percentage curtailment slechts 13,5 MW aan zonnepanelen aangesloten worden op dezelfde netaansluiting van 10 MW. Dit betekent dat er met een batterij van 10 MW in totaal 13,5 MW extra zonnepanelen (27 MW in plaats van 13,5 MW) aangesloten kan worden op de netaansluiting van een bestaand zonnepark dat is aangesloten op 70% van de piekcapaciteit. Met 5,5 GW aan batterijen kan er zo bijna 7,5 GWp aangesloten worden bij bestaande en geplande zonneparken.

Bij een bestaand zonnepark van 10 MW aangesloten op 100% kan daarnaast nog 3,5 MW extra toegevoegd worden om het zonnepark aan te sluiten op 70% van het piekvermogen en zo efficiënter gebruik te maken van de aansluitingen (overplanting). Het is wel een complexe operatie om de extra panelen in het bestaande park te integreren. Bij 5 GW aan zonneparken aangesloten op 100% kan er op deze manier echter 1,8 GWp aan panelen extra aangesloten worden. Daarnaast kunnen zonneparken aangesloten worden bij windparken (cable-pooling). Doordat zonneparken en windparken zelden tegelijk produceren kan er voor elke MW aan windenergie 1 MW aan zonnepanelen aangesloten worden met een beperkt verlies aan energie. In totaal kan er op deze manier nog 7,8 GWp extra zonnepanelen aangesloten worden. Deze twee effecten rekenen we niet toe aan batterijen.

Tabel 6 - Mogelijk extra vermogen zon-PV door betere benutting bestaande aansluitingen

Aansluiting	Bestaande aansluitingen ⁷ (RVO, 2021)	Extra aan te sluiten per MW bestaande aansluiting		Totaal extra aan te sluiten	
		Zon	Batterij	Zon	Batterij
Door gebruik batterijen					
Extra zonnepanelen bij bestaande en geplande zonneparken	5.500 MW	1,35 MWp panelen, 1 MW omvormers	1 MW, 4 MWh	7.400 MWp panelen, 5.500 MW omvormers	5.500 MW, 22.000 MWh
Subtotaal	5.500 MW			7.400 MWp panelen, 5.500 MW omvormers	5.500 MW, 22.000 MWh
Door efficiënter gebruik aansluiting					
Extra zonnepanelen bij bestaande en geplande zonneparken aangesloten op 100%	5.000 MW	0,35 MWp panelen, 0 MW omvormers		1.800 MWp panelen, 0 MW omvormers	

⁶ In november 2021 is een convenant gesloten tussen Netbeheer Nederland en Holland Solar waarin afgesproken wordt dat alle nieuwe zonneparken aangesloten worden op 70% van het piekvermogen (Netbeheer Nederland & Holland Solar, 2020). In onze analyse nemen we aan dat alle zonneparken waarvoor in 2020 SDE-subsidie aangevraagd is en die nog niet gerealiseerd zijn, aangesloten worden op 70%.

⁷ Hierin zijn alle aanvragen binnen de SDE meegenomen, dus ook projecten die nog niet gerealiseerd zijn.

Aansluiting	Bestaande aansluitingen ⁷ (RVO, 2021)	Extra aan te sluiten per MW bestaande aansluiting		Totaal extra aan te sluiten	
		Zon	Batterij	Zon	Batterij
Cable pooling bij bestaande en geplande windparken op land	5.800 MW	1,35 MWp panelen, 1 MW omvormers		7.800 MWp panelen, 5.800 MW omvormers	
Subtotaal	10.800 MW			9.600 MWp panelen, 5.800 MW omvormers	
Totaal				17.000 MWp panelen, 11.300 MW omvormers	5.500 MW, 22.000 MWh

7.3 De maatschappelijke voordelen van batterijen bij zonneparken

Uit de voorgaande analyse volgt dat het met 5,5 GW aan batterijen bij zonneparken mogelijk is om 7,5 GWp aan extra zonneparken aan te sluiten zonder dat hier netverzwaringen en extra aansluitingen voor nodig zijn. Voor 2030 heeft dit de volgende maatschappelijke voordelen:

- Inclusief batterijverliezen en curtailment kan er zo ruim 5 TWh extra zonnestroom ingevoed worden⁸. De productie van conventionele centrales op aardgas en steenkool neemt daardoor af.
- Dit kan binnen Nederland ongeveer 1,6-2,2 Mton CO₂-reductie opleveren. De exacte reductie op Nederlands grondgebied is afhankelijk van de effecten op de export van elektriciteit.
- Daarnaast dalen de gemiddelde elektriciteitsprijzen. Dit leidt tot een besparing van ruim € 200 miljoen aan stroomkosten voor alle afnemers, een reductie van ongeveer 1,7% ten opzichte van het totaal.
- Deze voordelen treden 5 à 10 jaar eerder op dan wanneer er gewacht zou worden op netverzwaring.

Het inzetten van batterijen voor peakshaving bij zonneparken heeft in 2030 naar verwachting een onrendabele top van € 85.000 per MW batterijvermogen (zie Figuur 9). Dit betekent dat stimulering noodzakelijk is om dit gat te dichten en ervoor te zorgen dat deze batterijen er komen.

Hier hebben we alleen gekeken naar de effecten van batterijen bij zonneparken op energiemarkten. Om te bepalen of het zinvol is om batterijen bij zonneparken te stimuleren is een volwaardige maatschappelijke kosten-batenanalyse nodig. Dit valt buiten de scope van dit onderzoek.

⁸ We nemen aan dat curtailment toegepast wordt op momenten dat er sprake is van overschotten van elektriciteit en dat deze elektriciteit niet ingevoed wordt op het net.

8 Met welk beleid kunnen batterijen meer bijdragen aan de transitie?

In het vorige hoofdstuk hebben we laten zien dat de transitie met beleid flink versneld kan worden, onder andere door het plaatsen van batterijen bij zonneparken. Deze batterijen zijn echter niet rendabel en komen zonder aanvullend beleid niet van de grond. In dit hoofdstuk verkennen we enkele opties voor stimulerende wet- en regelgeving. In het achtergrondrapport hebben we de impact van geselecteerde maatregelen verder uitgewerkt voor de gridbatterij en een batterij bij een nieuw zonnepark. We knippen de maatregelen op in korte, middellange en langetermijnmaatregelen.

8.1 Het doel van stimuleren: de energietransitie vooruit helpen

De belangrijkste verantwoording voor stimulering van batterijopslag is de bijdrage aan de energietransitie. Het doel van de energietransitie is kort gezegd om zo snel mogelijk de CO₂-uitstoot omlaag te brengen tegen zo laag mogelijke kosten. Snellere CO₂-reductie wordt bereikt door projecten voor hernieuwbare energie sneller uit te voeren en de opgewekte energie te leveren op de uren waarop de elektriciteitsmix het meest vervuילend is.

In dat licht lijkt algemeen stimuleringsbeleid voor alle batterijen niet op zijn plaats. Algemeen beleid stimuleert namelijk álle batterijen, ook batterijen die een kleinere bijdrage leveren aan CO₂-reductie en vooral batterijen die zonder stimulering al rendabel waren. Een gridbatterij die alleen balanceringsdiensten levert is bijvoorbeeld zonder subsidie ook al snel rendabel.

Daarnaast zal beleid moeten voldoen aan de Europese kaders voor staatssteun, waarbij onderbouwd moet worden waarom het ondersteunen van een specifieke techniek gerechtvaardigd is. Dit zal lastig blijken voor algemeen beleid voor alle batterijen, omdat batterijen niet per se tot CO₂-reductie leiden. De stimulering van batterijen voor netbalancing werkt marktversturend omdat dit ook met andere technieken ingevuld kan worden, die geen ondersteuning ontvangen.

8.2 Op de korte termijn: gebruik van bestaande mogelijkheden

Cable pooling van zon, wind en opslag

Cable pooling maakt het op papier mogelijk om meerdere installaties te combineren op één aansluiting, maar is nog niet altijd mogelijk in de praktijk. Een modelcontract kan hierbij uitkomst bieden. Er is al een modelcontract voor van zon en wind op één aansluiting, maar nog niet in combinatie met opslag. Een dergelijk modelcontract is echter wel in de maak (Smart Storage Magazine, 2021).

Duidelijkheid over batterij bij verzwaren tenzij

Netbeheerders mogen onder voorwaarden batterijen inzetten als alternatief voor netverzwaring. In het achtergrondrapport hebben we aangetoond dat de kosten van de batterij veel hoger liggen dan de vermeden netverzwaring. De batterij zal dus op andere markten ingezet moeten worden op uren dat hij niet nodig is om de congestie op te lossen. Er is – ook bij netbeheerder zelf – nog veel duidelijkheid over wat er nu precies wel en niet mag. Duidelijkheid over de mogelijkheden en onmogelijkheden van batterijen als alternatief voor netverzwaring zou een impuls kunnen geven daarmee versneld netcapaciteit vrijspelen.

Ontwerp codebesluit congestiemanagement

Netbeheerders zijn nu verplicht om nieuwe verbruikers en opwekkers aan te sluiten tot maximaal 100% van de capaciteit. Op een 10 MW transformator moet dus maximaal 10 MW vraag en 10 MW opwek worden aangesloten. Overschrijdt een aanvraag deze capaciteit, dan moeten zij verzwaren en onderzoeken of er in de tussentijd congestiemanagement moet worden toegepast.

Het codebesluit congestiemanagement wordt momenteel herzien. In het ontwerpbesluit stelt de ACM voor om netbeheerders te verplichten om tot 120% van de transportcapaciteit aan te sluiten voor niet-regelbare verbruikers en opwekkers en tot 200% voor regelbare verbruikers en opwekkers (ACM, 2021). Zonneparken zijn af te schakelen en worden daarmee geclassificeerd als regelbaar. Diverse partijen, waaronder Enexis en Netbeheer Nederland hebben een zienswijze ingediend op het ontwerpbesluit. De ACM verwerkt de zienswijzen in haar definitieve besluit, dat in 2022 verwacht wordt.

Een verhoging van de aansluitcapaciteit vergroot direct de vraag naar congestiemanagement en daarmee ook de vraag naar batterijopslag.

8.3 Op de middellange termijn: tarifiering en gerichte subsidie

Verlaging van de transporttarieven voor opslag

De ACM onderzoekt momenteel of een korting op het transportafhankelijk nettatarief voor opslag gerechtvaardigd is en onder welke omstandigheden dat het geval zou zijn. De ACM heeft in een recent onderzoek geconstateerd dat de transporttarieven mogelijk een belemmering zijn voor elektriciteitsopslag (ACM, 2021). De ACM stelt echter op basis van Europese regelgeving dat de tarieven een reflectie moeten zijn van de netbelasting en dat positieve of negatieve discriminatie van opslag ten opzichte van andere oplossingen niet is toegestaan. De netbelasting van een batterij is sterk afhankelijk van de inzet. Een algemene korting lijkt dus niet op zijn plaats. In andere Europese landen zijn al regelingen waarbij (een deel) van de tarieven onder voorwaarden wordt kwijtgescholden. Zo hebben België en Duitsland kortingen voor batterijen die congestiediensten leveren. In het achtergrondrapport tonen we aan dat een batterij bij zon met een korting van 90% op het transportafhankelijk tarief voor het eerst rendabel zal worden in 2022.

SDE++ uitgestelde levering

PBL onderzoekt de uitgestelde levering hernieuwbare elektriciteit uit zon en wind. In 2021 heeft het PBL aangegeven dat zij de SDE++ niet als een goede optie ziet voor uitgestelde uit zon en wind, maar er loopt een nieuw onderzoek. Het blijkt lastig om een eenduidig subsidiebedrag te bepalen omdat de inkomsten uit andere diensten dan uitgestelde levering lastig vast te stellen zijn (PBL et al., 2021). De batterij wordt immers maar voor een klein gedeelte van de tijd gebruikt voor uitgestelde levering, de overige uren kan de exploitant deze naar eigen inzicht benutten. Hoewel uitgestelde levering niet eenvoudig in de SDE++ past, zou de opname van uitgestelde levering wel voor een grote impuls voor batterijopslag kunnen zorgen doordat een langjarige subsidie zekerheid biedt aan investeerders. Daarnaast komen batterijen ook op de juiste plek in het netwerk terecht.

Investeringssubsidie onder strenge voorwaarden

Een investeringssubsidie is mogelijk een eenvoudiger alternatief voor de SDE++ uitgestelde levering. De doelmatigheid van de subsidie moet geborgd worden door strenge voorwaarden te stellen, zodat enkel batterijen worden gestimuleerd die daadwerkelijk waarde hebben voor de transitie. Het is belangrijk dat de voorwaarden compleet genoeg zijn om het doel te halen, maar ook uitvoerbaar zijn.

Te denken valt aan:

- Batterij alleen in combinatie met extra zon op bestaande aansluiting óf nieuwe zon met substantieel kleinere aansluiting dan gebruikelijk.
- De batterij wordt in de eerste plaats ingezet voor uitgestelde levering. Dit kan worden afgedwongen door een eis op te leggen aan de hoeveelheid geleverde energie per kWp paneelvermogen. Batterijen die de opwek rond de middag weggooien, halen de eis niet. Hiermee moet de exploitant de energie rond het middaguur wel opslaan, waardoor de batterij niet beschikbaar is om andere diensten te leveren.

In het achtergrondrapport laten we zien dat er nu forse investeringssubsidies nodig zijn om batterijen bij een zonnepark rendabel te maken. In de nabije toekomst neemt dat echter snel af. Daarnaast willen ontwikkelaars wellicht beperkt inleveren op de rentabiliteit van het project als geheel als het daarmee sneller gerealiseerd kan worden.

Batterijopslag is onder code 260101 al opgenomen in de EIA-regeling, die een belastingvoordeel geeft van zo'n 11 à 12%. Batterijen bij zon kunnen mogelijk al gebruik maken van deze regeling, maar het voordeel is te beperkt om de businesscase rond te krijgen.

Goedkopere financiering

Zoals eerder besproken kennen batterijprojecten nu hoge kapitaallasten van zo'n 8%. Middels het aanbieden van goedkopere financiering zou de overheid in feite de risico-opslag van batterijprojecten kunnen subsidiëren. In het achtergrondrapport verkennen we de impact van een maatschappelijke WACC van 2,5%. Hoewel dit flink scheelt in de kosten, wordt een batterij bij zon pas in 2027 rendabel met deze maatregel.

8.4 Op de lange termijn: structurele verbetering positie CO₂-vrije elektriciteit

De elektriciteitssector moet uiterlijk in 2050 CO₂-neutraal zijn, als het plafond van emissierechten in het Europees emissiehandelssysteem naar nul loopt. Technisch gezien is dit al eerder mogelijk, praktisch gezien is er dan wel aanvullend beleid nodig. De huidige flexibiliteitsbehoefte van het elektriciteitssysteem wordt grotendeels ingevuld door fossiele

centrales en zonder beleid zal dat naar verwachting nog lang zo blijven. Met gericht beleid kan de positie van CO₂-vrije alternatieven (zoals batterijopslag) verbeterd worden. Er zijn vele maatregelen denkbaar die hieraan bijdragen, bijvoorbeeld een hogere CO₂-prijs, de verplichting om een minimaal percentage elektriciteit duurzaam op te wekken (leveranciersverplichting), of einddata voor de toepassing van specifieke fossiele technieken. We lichten één specifieke maatregel verder toe die direct relevant is voor batterijopslag.

Verhoging waarde uitgestelde levering met tijdsgebonden GvO's

Batterijen bij hernieuwbare opwek voor uitgestelde levering zijn nu niet rendabel. Dit komt mede doordat de uitgestelde levering een (te) lage waarde heeft. De waarde van garanties van oorsprong (GvO's) is namelijk niet tijdsgebonden. Door GvO's uit te geven op uur- of kwartierbasis wordt het mogelijk om vraag en hernieuwbare opwek nauwkeuriger te matchen. Een belangrijke voorwaarde hierbij is dat de GVO voor duurzame elektriciteit uitgegeven mag worden op het moment dat de elektriciteit uit de opslag aan het net geleverd wordt. GvO's voor uren met overvloedige hernieuwbare opwek zullen hierdoor minder waard worden, terwijl GvO's voor uren met weinig of geen hernieuwbare sterk in prijs zullen stijgen. Dit kan de businesscase van batterijen sterk ten goede komen. De eerste stap is om de uitgifte van GvO's voor kortere periodes mogelijk te maken door verbeteringen in bemeting en certificering en aanpassing in de wet- en regelgeving.

8.5 Conclusie beleidsopties en gevoeligheden

Het is altijd goed om duidelijkheid te bieden in regelgeving en efficiënter netgebruik mogelijk te maken door aanpassing in regelgeving. Ook het invoeren van tijdsgebonden GvO's kan als no-regretmaatregel worden gezien op weg naar een 100% groene elektriciteitsvoorziening.

Het direct stimuleren van batterijopslag met subsidies verdient meer aandacht en een uitgebreidere analyse, waarbij de maatschappelijke winst voorop staat. Uit onze analyse van beleidsmaatregelen in het achtergrondrapport blijkt dat beleidsmakers verschillende stappen kunnen nemen die de businesscase van batterijen significant kunnen verbeteren. We concluderen dat met een korting op de transportafhankelijke nettarieven, een investeringssubsidie of het realiseren lagere financieringslasten het omslagpunt voor de businesscase op de onbalansmarkt significant naar voren wordt gehaald. De day-aheadmarkt blijft onrendabel met deze individuele maatregelen. Zelfs met 90% korting op de tarieven én goedkopere financiering blijft er in 2030 een onrendabele top. Dit betekent dat er dus additioneel nog een investeringssubsidie vereist is om de day-aheadmarkt in 2030 rendabel te laten zijn voor batterijsystemen. Belangrijk voor onze conclusies is dat de prijsontwikkeling van batterijen in de toekomst nog veel onzekerheid kent, wat een grote invloed kan hebben op de rentabiliteit.

Voor de batterijen bij een nieuw zonnepark kunnen beleidsmaatregelen er voor zorgen dat de gestapelde businesscase van de onbalans- en congestiemarkt rendabel wordt. De businesscases voor de gridbatterij zijn echter altijd voordeliger als dezelfde beleidsmaatregelen genomen worden. Homogeen stimuleringsbeleid zal er dus in resulteren dat de gridbatterij altijd financieel voordeliger is.

9 Conclusies

In 2030 1-1,5 GW gridbatterijen voor netbalancering bij ongewijzigd beleid

Met het huidige beleid zal er in 2030 naar verwachting een markt zijn voor zo'n 1 à 1,5 GW aan batterijvermogen, een stuk minder dan de 2,6 tot 15,4 GW waarmee TenneT rekent in zijn investeringsplannen (TenneT, 2021). Het betreft met name gridbatterijen die hoofdzakelijk worden ingezet voor de handhaving van de netfrequentie.

Batterijen kunnen nu al rendabel ingezet worden om de netfrequentie te ondersteunen op de FCR- en aFRR-markten van TenneT. De FCR-markt kan zo'n 200 MW batterijen faciliteren, de aFRR is nu 450 MW, oplopend naar 700 MW in 2030. Marktpartijen kunnen daarnaast een vrijwillige bijdrage leveren aan de handhaving van de netfrequentie via de onbalansmarkt. Batterijen die alleen handelen op de onbalansmarkt worden rond 2030 rendabel. Batterijen die congestiemanagement aanbieden aan de netbeheerder, kunnen daar nu al forse inkomsten uit halen in combinatie met inzet op andere markten. De congestiemarkt heeft een huidige omvang van zo'n 100 MW. De combinatie van de onbalansmarkt met congestiemanagement of aFRR kan al vanaf 2021 een rendabel businessmodel opleveren.

Gridbatterijen worden eerder rendabel dan de overige batterijtypes. Bij het huidige beleid worden batterijen bij zonneparken niet rendabel, waardoor de uitbouw van zon trager is dan mét batterijopslag. Er wordt ook slechts een klein volume buurtbatterijen rendabel, met een complexe gestapelde businesscase.

Met huidig beleid slechts beperkte maatschappelijke winst door batterijen

De toepassing van gridbatterijen voor de handhaving van de netfrequentie (FCR, aFRR, onbalans) zorgt voor een reductie van de systeemkosten en maakt nieuwe projecten voor hernieuwbare energie aantrekkelijker. De toepassing van batterijen op de congestiemarkt verlaagt de totale netbeheerderskosten en draagt bij aan de inpassing van meer hernieuwbare energie. De inzet van gridbatterijen voor balanshandhaving leidt echter maar zeer beperkt tot CO₂-reductie. Daarnaast concurreren gridbatterijen voor netbalancering met zonneparken voor dezelfde schaarse netcapaciteit.

Onzekerheden kunnen resultaat ingrijpend veranderen

Alle resultaten moeten gezien worden in het licht van de aanzienlijke onzekerheden. De investeringskosten van de batterij, de financieringskosten en de omvang en opbrengsten van alle markten kunnen nog significant veranderen tot 2030, al zal dat over het algemeen meer geleidelijk gaan. Er zijn echter ook een aantal factoren die ineens een grote invloed kunnen hebben op de markt en de businesscase voor batterijen: een forse korting op de transportafhankelijke nettarieven, het codebesluit congestiemanagement dat in 2022 wordt gepubliceerd, de inzet van batterijen voor verzoeken tenzij en de SDE++ uitgestelde levering zijn stuk voor stuk factoren die snel kunnen veranderen en de markt voor batterijen ineens enorm kunnen vergroten.

Onderzoek of gericht beleid voor batterijopslag kosteneffectief en wenselijk is

Financiële stimulering van batterijen moet zorgvuldig worden vormgegeven, zodat het beleid gericht en effectief is. Batterijen bij zon leveren CO₂-reductie op door uitgestelde invoeding van elektriciteit en door mogelijk te maken om meer zon aan te sluiten op dezelfde net-aansluiting. Hierdoor kan veel meer zonne-energie worden aangesloten op de huidige netcapaciteit, dus zonder netverzwaring.

Batterijen bij nieuwe zonneparken worden zonder aanvullend beleid niet rendabel voor 2030, maar algemeen stimuleringsbeleid voor alle batterijen is niet op zijn plaats. Hier profiteren namelijk alle batterijen van en gridbatterijen zijn ook al rendabel zonder subsidie. Bij de vormgeving van beleid moet de maatschappelijke waarde dan ook voorop staan. De maatschappelijke waarde van batterijen bij zon moet verder onderzocht worden.

Op de korte termijn kan er extra ruimte op het net gecreëerd worden door het faciliteren van cable pooling met opslag, door duidelijkheid te bieden rondom de (on)mogelijkheden bij verzwaren tenzij en door netbeheerders te verplichten om meer opwek en verbruik aan te sluiten op dezelfde netcapaciteit. Op de middellange termijn zijn er diverse subsidies denkbaar om batterijen gericht rendabel te maken. De wenselijkheid en effectiviteit van deze subsidies moet verder onderzocht worden.

Potentieel voor 7,5 GWp extra zon door batterijen, zónder netverzwaring

Er is een forse versnelling van de uitrol van hernieuwbare opwek mogelijk door gebruik te maken van batterijen bij bestaande aansluitingen van zonneparken. Met gericht beleid kan 5,5 GW aan batterijen rendabel geplaatst worden bij bestaande aansluitingen. Daardoor kan bij bestaande parken nog eens 7,5 GWp extra aan zonnepanelen aangesloten worden, zonder netverzwaring. Deze extra zonnepanelen zorgen ervoor dat er 5 TWh additionele hernieuwbare opwek 5 à 10 jaar eerder gerealiseerd kan worden. Dit verlaagt de elektriciteitsprijs en levert 1,6-2,2 Mton/jaar CO₂-besparing op.

10 Literatuur

- ACM. 2020. *Tarievenbesluit Liander elektriciteit 2021* [Online]. Available: <https://www.acm.nl/nl/publicaties/tarievenbesluit-liander-energie-2021> [Accessed 28 oktober 2021].
- ACM, 2021. Marktscan elektriciteitsopslag. Den Haag, Autoriteit Consument en Markt (ACM).
- ADB, 2018. Handbook on Battery Energy Storage System. Mandaluyong City, Philippines, Asian Development Bank (ADB).
- Berenschot, 2021. MKBA inpassing zon-en-wind-op-land. Utrecht, Berenschot.
- CE Delft, 2020. Elektrificatie en Vraagprofiel 2030 - Rapport experttraject TenneT E-Top. Delft, CE Delft.
- Cole, Frazier & Augustine, 2021. Cost projections for Utility-Scale Battery Storage : 2021 update. Golden, CO, National Renewable Energy Laboratory (NREL).
- CreditSuisse, 2017. Battery Energy Storage. Zürich, CreditSuisse.
- DNV-GL, 2021. Battery Energy Storage Systems in the Netherlands. Arnhem, DNV-GL.
- EC. 2021. *Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 2003/87/EC establishing a system for greenhouse gas emission allowance trading within the Union, Decision (EU) 2015/1814 concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union greenhouse gas emission trading scheme and Regulation (EU) 2015/757, COM(2021)551 final* [Online]. Brussels: European Commission (EC). Available: https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/revision-eu-ets_with-annex_en_0.pdf [Accessed].
- EnergyStorage.nl. 2021. *Energieopslagprojecten* [Online]. Available: <https://www.energystoragenl.nl/projects> [Accessed 11 oktober 2021].
- ENTSO-E. 2019. *Annual Report 2019 - Markets* [Online]. Available: <https://annualreport2019.entsoe.eu/market/> [Accessed 24 november 2021].
- Larsson & Börjesson, 2018. Cost models for battery energy storage systems. Stockholm, Kungliga Tekniska högskolan (KTH).
- Lazard, 2018. Lazard's Levelized Cost of Storage ("LCOS") analysis - Version 4. Hamilton, Lazard.
- Netbeheer Nederland & Holland Solar. 2020. *Convenant Zon Betaalbaar op het Net* [Online]. Available: https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/Convenant_Zon_Betaalbaar_op_het_Net_186.pdf [Accessed 2021].
- NREL, 2020. U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmark: Q1 2020. Golden (CO), National Renewable Energy Laboratory (NREL).
- PBL, 2020. *Klimaat- en Energieverkenning (KEV) 2020*. Den Haag, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).
- PBL, 2021. *Conceptadvies SDE++ 2022 : Financiering en algemeen*. Den Haag, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).
- PBL, TNO, DNV GL, Guidehouse & Witteveen+Bos, 2021. *Eindadvies basisbedragen SDE++ 2021*. Den Haag, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).
- RVO, 2021. *SDE-projecten in beheer juli 2021*. Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO).
- Smart Storage Magazine. 2021. *Energy Storage NL en Ventolines werken aan modelovereenkomst cable pooling met energieopslag* [Online]. Available: <https://smartstoragemagazine.nl/nieuws-smart/i25787/energy-storage-nl-en-ventolines-werken-aan-modelovereenkomst-cable-pooling-met-energieopslag> [Accessed 6 december 2021].
- TenneT, 2021. *Ontwerp investeringsplan Net op land 2022-2031*. Arnhem, TenneT TSO B.V.



A Belangrijkste aannames

A.1 Elektriciteitsvraag

Voor de industrie volgen we het scenario 'hoog' van de Stuurgroep Extra Opgave, voor de overige sectoren volgen we het scenario 'maximaal' uit onze studie 'Elektrificatie en Vraagprofiel 2030' (CE Delft, 2020).

Tabel 7 - Aannames elektriciteitsvraag

	2019	2025	2030	
Gebouwde Omgeving	Niet onderverdeeld, historische data	1,1	5,7	
Glastuinbouw		0,5	2,6	
Mobiliteit		2,5	12,3	
Industrie		7,9	42	
- Power-to-Heat basislast		1,1	5,3	
- Power-to-Heat flexibel		4,5	21,3	
- Elektrolyse		2,3	15,4	
Datacenters		6	15	
Totaal elektrificatie			18 TWh	77,6
Basisvraag, incl. 0,9%/j efficiëntiewinst ⁹			107 TWh	102 TWh
Totale vraag	113,4	125 TWh	180 TWh	

A.2 Vermogens opwek

Tabel 8 - Aannames hernieuwbare opwek

Technologie	2019	2025		2030	
		GW	TWh	GW	TWh
Wind op Zee	Niet onderverdeeld, historische data	7	30	17	74
Wind op Land		5	16	9	26
Zon-pv		14	17	32	37
Totaal		26	63	58	136

A.3 Inzet overige flexmiddelen

Tabel 9 - Overzicht Power-to-Gas, Power-to-Heat

Parameter	Opgesteld vermogen (GW)			Vollasturen (h/j)		
	2020	2025	2030	2020	2025	2030
Power-to-Heat	0	1,5	7,1	N.v.t.	3.000	3.000
Power-to-Gas	0,06	0,65	4,4	3.500	3.500	3.500

⁹ Gerekend vanaf de elektriciteitsvraag van 2019 van 113,4 TWh, omdat de elektriciteitsvraag in 2020 lager was door COVID.

A.4 Energie en CO₂-prijzen

Tabel 10 - Overzicht prijzen

Parameter	Eenheid	2019	2025	2030	Bron
Aardgas	€/MWh	Niet van belang, elektriciteitsprijs	19,34	26,16	(PBL, 2020)
	€/Nm ³		0,17	0,23	(PBL, 2020)
Kolen	€/t	o.b.v. historische data	57	65	(PBL, 2020)
CO ₂	€/ton		65	90	Eigen projectie o.b.v. (EC, 2021)

B Betrokken experts

Vanuit de opdrachtgever en opdrachtnemer

Otto Bernsen, RVO
Ümit Duman, TKI Urban Energy
Floris Enzerink, Enpuls
Robin Quax, TKI Urban Energy
Frans Rooijers, CE Delft
Alexander Savelkoul, Enpuls

Melvin van Melzen van All in power is vanuit de opdrachtgever ingeschakeld en heeft zeer uitgebreide feedback geleverd op de modellering van de markten en verdienmodellen.

Deelnemers klankbordgroep technische experts

Enes Baser, Holland Solar
Alan Croes, TenneT
Alex Kaat, Holland Solar
Lars Rupert, Giga Storage
Annemarie Schouten, Vattenfall

Het rapport is enkel afgestemd met de opdrachtgever. De klankbordgroep heeft tijdens het proces op verschillende plekken bijgedragen, met hen is een concept afgestemd. De onderstaande experts hebben inhoudelijk bijgedragen, maar het rapport is niet met hen afgestemd.

Deelnemers expertsessie beleid

Diederik Apotheker, InvestNL
Gerja Koldenhof, Stedin
Lennart Lalieu, NPRES
Sander Lensink, PBL
Bas Steendam, EZK
Rens van de Ven, ACM
Stephan de Vos, Netbeheer Nederland

Overige geconsulteerde experts

Niels Blaauwbroek, NWEA
Ton van Cuijk, Enexis
Marc Londo, NVDE
Paul Smeets, Eneco
Anton Tijdink, TenneT