

Beleid voor grootschalige batterijsystemen en afnamenetcongestie

Achtergrondrapport



Committed to the Environment

Beleid voor grootschalige batterijsystemen en afnamenetcongestie

Achtergrondrapport

Deze studie is uitgevoerd in opdracht van de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO) op verzoek van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat en TKI Urban Energy.

Dit rapport is geschreven door: Lucas van Cappellen, Chris Jongma, Frans Rooijers en Joeri Vendrik.

Dit rapport is mede mogelijk gemaakt door Melvin van Melzen; de klankbordgroep met vertegenwoordigers van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat, TKI Urban Energy, ACM, netbeheerders en ESNL; en uitgevoerde interviews met Jan Willem Zwang, verschillende netbeheerders, Energie-Nederland, GigaStorage, EdMij, Semperpower, DNV, Greenchoice, Green Energy Storage, Uniper, Solarfields, Eversheds Sutherland en Nationaal Groenfonds.

De Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO) is een overheidsorganisatie, gericht op het Nederlandse ondernemersklimaat. Ondernemend Nederland kan bij hen terecht met vragen op het gebied van duurzaam, agrarisch, innovatief en internationaal ondernemen.

TKI Urban Energy, onderdeel van de Topsector Energie, stimuleert bedrijven, kennisinstellingen, maatschappelijke organisaties en overheden om samen te werken op het gebied van energie-innovatie.

Delft, CE Delft, maart 2023

Batterijen / Elektriciteitsvoorziening / Netcongestie / Elektriciteitsinfrastructuur / Beleid / Netwerktarieven

Publicatienummer: 23.220376.031

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Lucas van Cappellen (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 meer dan 40 jaar werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.



Inhoud

1	Inleiding	3
	1.1 Afbakening en scope	4
	1.2 Onderzochte beleidsvarianten	6
2	Methode	9
	2.1 Methode op hoofdlijnen	9
	2.2 Beoordelingscriteria beleidsmaatregelen	10
3	Analyse huidige situatie	12
	3.1 Huidige wet- en regelgeving en kaders	12
	3.2 De invloed van batterijen op netcongestie	17
4	Businesscaseanalyse	24
	4.1 Algemene aannames	24
	4.2 Kosten	24
	4.3 Modelleren prijzen en inzet per markt	26
	4.4 Resultaten businesscase	30
	4.5 Onzekerheidsanalyse	32
	4.6 Marktomvang en verwachte volume batterijen	33
5	Effectbeoordeling huidig beleid	36
	5.1 Firm-aansluiting	36
	5.2 Congestiemanagement	37
	5.3 Conclusie knelpunten huidige situatie en huidig beleid	44
6	Additioneel beleid - domein overheid	47
	6.1 Bindend ruimtelijk beleid	47
	6.2 Subsidie voor (afname) netcongestie	49
7	Additioneel beleid - domein netbeheerders en ACM	54
	7.1 Non-firm-capaciteit - Variant 1	54
	7.2 Non-firm-capaciteit - Variant 2	58
	7.3 Netbeheerder biedt inzicht in gewenste locaties batterijen	60
	7.4 Aanbestedingen netbeheerders	61
	7.5 Gebruik van storingsreserve (N-1)	64
	7.6 Vrijstelling van transporttarieven	66
8	Conclusies en aanbevelingen	70
9	Literatuur	73
A	Achtergrondinformatie NFC	75

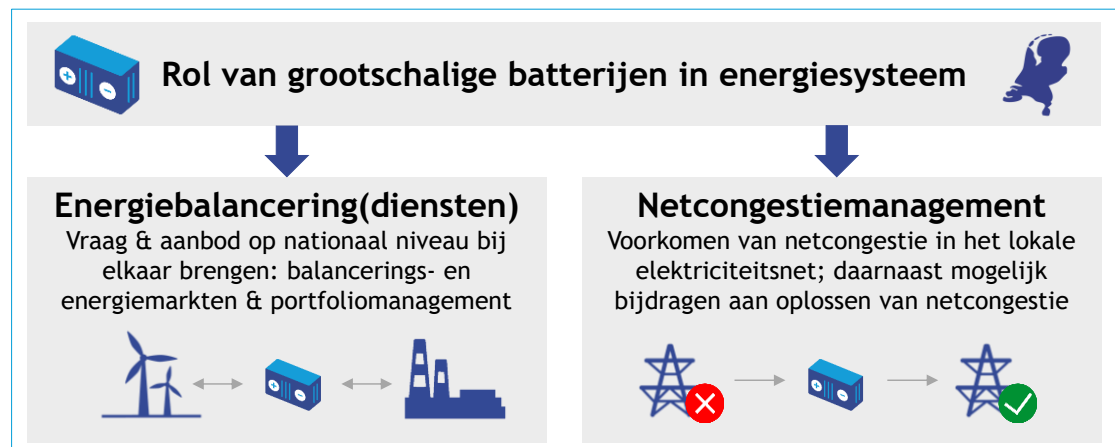


1 Inleiding

Dit is het achtergrondrapport met uitgebreide toelichting op de resultaten, analyses en beoordeling van de beleidsmaatregelen. Een samenvatting van onze analyses en hoofdconclusies is opgenomen in het [kernrapport](#).

Flexibiliteit in het algemeen, en batterijen specifiek, krijgen een steeds belangrijkere rol in het energiesysteem voor het balanceren van vraag en aanbod, voorzien in leveringszekerheid en het oplossen van capaciteitsproblemen in het elektriciteitsnetwerk (netcongestie). De noodzaak voor flexibiliteit neemt toe door een toename in totale elektriciteitsvraag en -opwek, vooral weersafhankelijke zon en wind. Grootschalige batterijen worden twee belangrijke rollen toegeschreven in het energiesysteem: energiebalancering en netcongestiemanagement. Energiebalancering bestaat uit handelen op de balanceringsmarkten (FCR, aFRR), energiemarkten (intraday en day-ahead), portfoliomanagement en potentieel ook blindvermogen. Batterijen verdienen daarmee hun geld. In deze studie onderzoeken we of batterijen netcongestieneutraal gerealiseerd kunnen worden en of batterijen netcongestie kunnen oplossen, met een focus op netcongestie voor afname. Het doel is beleid te identificeren en uit te werken.

Figuur 1 - Rol van grootschalige batterijen in het energiesysteem

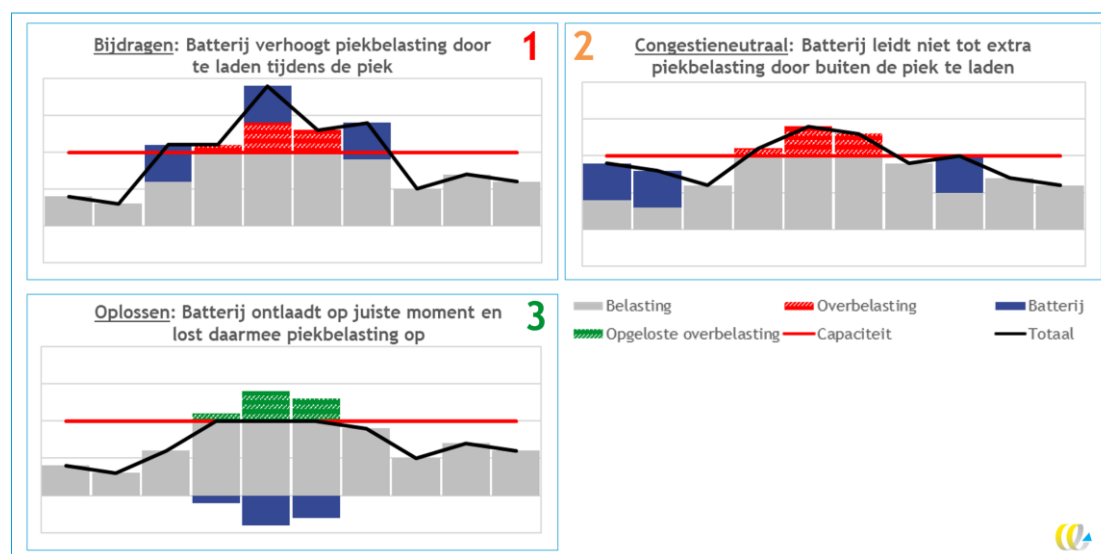


Door de stijging van de elektriciteitsprijzen en de toename in volatiliteit van de prijzen, zien we recent een enorme toename in de ontwikkeling van batterijprojecten. Begin 2023 is er ongeveer 150 MW aan batterijen in Nederland, maar zijn er voor ongeveer 30 GW klant-aanvragen bij de netbeheerders¹. Veel van deze aanvragen zijn gedaan door partijen die op zoek zijn naar locaties voor nieuwe projecten, dus de verwachting is dat slechts een deel van deze projecten daadwerkelijk gerealiseerd zal worden. Het grote aantal aanvragen toont echter wel aan dat de markt voldoende rendabel potentieel ziet voor grote vermogensbatterijen in Nederland voor de komende jaren. Ter vergelijking: het gemiddelde vermogen voor heel Nederland is momenteel in de orde grootte van 10 tot 15 GW (ENTSO-E, 2023).

¹ Het meest recente publieke getal 20 GW in oktober 2022 (Strategy, 2022).

Er is een sterke interactie tussen batterijen en netcongestie. Potentieel komt er veel additioneel aansluitvermogen in Nederland bij. Batterijen kunnen bijdragen aan netcongestie door de piekbelasting te vergroten, een neutraal effect hebben door niet te acteren tijdens piekmomenten (congestieneutraal) of netcongestie oplossen door tijdens de piek te ontladen in het geval van afname van netcongestie. Dit is weergegeven in Figuur 2 voor de afnamen van elektriciteit. De effecten gelden zowel voor afname- als opweknetcongestie. Batterijen acteren gebaseerd op prijsprykkels van bijvoorbeeld de energiemarkten. Daarnaast kan er met overheidsbeleid of beleid van de ACM/netbeheerder actief gestuurd worden, zodat de inzet van batterijen netcongestie voorkomt of oplost.

Figuur 2 - Overzicht van bijdragen aan, congestieneutraal en oplossen van afnamenetcongestie



Onderzoeksvraag

De onderzoeksvraag van deze studie is welke beleidsvarianten geschikt zijn voor batterijen om netcongestieneutraal te acteren en/of netcongestie op te lossen. Daarbij wordt zowel het huidige beleid geanalyseerd als additioneel beleid uitgedacht en beoordeeld. We richten ons hierbij op beleid van de nationale overheid en beleid in het domein van de netbeheerders en ACM. Deze beleidsvarianten zijn uitgedacht in overleg met de relevante stakeholders, de businesscase is doorgerekend en ze zijn beoordeeld op verschillende (maatschappelijke) beoordelingscriteria.

1.1 Afbakening en scope

Dit onderzoek omvat veel aspecten wel, maar ook verschillende aspecten niet. We richten ons op de huidige generatie batterijen die grootschalig gerealiseerd worden. Dit zijn lithium-ionbatterijen met maximaal 4 uur energiec capaciteit. We richten ons specifiek op netcongestie voor afname van elektriciteit. In deze paragraaf lichten we deze afbakening verder toe. We kijken in deze studie naar het MS- en HS-elektriciteitsnetwerk.

Er wordt op dit moment gewerkt aan een vervolgstudie met geplande oplevering in september 2023. Die studie is specifiek gericht op opweknetcongestie, waar we een grote rol voor batterijen verwachten in het oplossen van netcongestie, en omvat een analyse van flow-batterijen.

1.1.1 Batterijen zijn één van de flexibiliteitsoplossingen

Flexibiliteit definiëren we als het flexibel sturen van elektriciteit (vraag en aanbod, oftewel afname en invoeding). Partijen doen dit vanwege prijsprikkels in bijvoorbeeld de energie- en balanceringsmarkten, congestiemanagement, portfoliomanagement of potentieel netwerktaarieven. Flexibiliteit kan ingezet worden voor balanshandhaving op korte termijn, netcongestieneutraal te acteren, netcongestie op te lossen en balancering binnen het eigen portfolio. Batterijexploitanten zullen kiezen voor de meest rendabele markt om per moment op te acteren.

Voor productie en vraag bestaan er verschillende methodes voor flexibiliteit. Productie kan flexibel gestuurd worden in de vorm van flexibele centrales, maar ook voor duurzame opwek zijn verschillende mogelijkheden beschikbaar, zoals (flexibele) curtailment en conversie. Aan de vraagkant zijn oplossingen onder andere vraagsturing, zoals slim laden voor mobiliteit en bij industriële processen. Daarnaast kan elektriciteitsuitwisseling met andere landen, interconnectiviteit, het systeem van Nederland balanceren.

Opslag van energie kan in elektriciteit, warmte en moleculen (bijvoorbeeld via conversie). Opslagsystemen hebben het voordeel dat ze zowel elektriciteit kunnen vragen als leveren. Conversie tussen deze energiedragers maakt het mogelijk om de verschillende voordelen van opslagvormen tegen elkaar af te wegen en keuzes te maken. Zo kunnen overschotten van elektriciteit omgezet worden naar waterstof.

In deze studie richten we ons uit dit brede pallet aan flexibiliteitsmogelijkheden specifiek op batterijen, oftewel opslageenheden die elektriciteit invoeden en afgeven. Deze keuze in scope is gemaakt aangezien batterijen nu een sterke opmars doormaken en daar direct tegen beperkingen aan kunnen lopen en beperkingen kunnen creëren, in de vorm van netcongestie. Dit betekent logischerwijs niet dat andere flexibiliteitsmogelijkheden niet relevant zijn voor het toekomstige energiesysteem en deze dienen dan ook zeker meegenomen te worden in de beleidskeuzes. Hier komen we in onze conclusies en aanbevelingen op terug.

1.1.2 Focus op lithium-ionbatterijen

Er bestaan verschillende type batterijtechnologieën in verschillende fasen van technische en commerciële ontwikkeling. Lithium-iontechnologie is op dit moment al op grote schaal gecommmercialiseerd. Tegelijkertijd kennen lithium-ionbatterijen, met name NMC-technologie², ook enkele nadelen. Er zijn schaarse materialen nodig voor de productie ervan, ze zijn niet inherent veilig, kennen een zekere vorm van capaciteitsverlies over tijd én zijn relatief duur. Enkele van deze uitdagingen kunnen worden geadresseerd met LFP-technologie³. In bepaalde omstandigheden kan juist de redox-flowbatterij (RFB) een interessante optie zijn. Afhankelijk van de specifieke RFB-technologie is minder schaars materiaal nodig. Daarnaast zijn de batterijen niet brandgevaarlijk, omdat er geen elektrolyt in zit, kennen ze geen capaciteitsverlies én kennen een lagere LCOS (levelised cost of storage). Met name voor wat langere periodes van tijd, dus het realiseren van flexibiliteit voor periodes van meerdere uren tot dagen, is deze technologie waarschijnlijk het effectiefst.

² NMC staat voor 'nikkel-mangaan-cobalt-oxides'. Dit zijn de belangrijkste grondstoffen in dit type batterijen.

³ LFP staat voor 'lithium-iron-phosphate' oftewel lithium-staal-fosfaat.



Voor deze studie gaan we uit van lithium-ionbatterijen, ondanks dat andere type batterijen mogelijk voordelen kennen. Dit om de scope beheersbaar te houden, maar vooral omdat alle huidige batterijaanvragen dit type zijn, waardoor beleid gebaseerd dient te worden op dit type batterijen. Als andere type batterijen, zoals redox-flow, grootschalig gecommercialiseerd worden, zullen de (kost)prijzen mogelijk veranderen, maar verwachten we dat de onderzochte beleidsvarianten (grotendeels) gelijk zullen blijven.

1.1.3 Primaire focus op netcongestie voor afname van elektriciteit

In deze studie focussen we op netcongestie voor afname van elektriciteit. Netcongestie voor afname en invoeding komt in veel gebieden in Nederland voor en zullen beide de komende jaren en decennia voor blijven komen. We zien echter dat de maatschappelijke impact van netcongestie voor afname significant groter is; bedrijven kunnen niet aangesloten worden, elektrificeren of groeien en er is een risico dat ook de gebouwde omgeving geraakt wordt. Netcongestie voor invoeding raakt ook de beleidsdoelstellingen voor de verduurzaming van de elektriciteitsvoorziening, maar heeft minder directe consequenties op bedrijven en huishoudens.

1.1.4 Focus op grootschalige batterijen

We richten ons niet op thuis- en buurtbatterijen, omdat deze systemen nu nog beperkt geïmplementeerd worden. De totale verwachte vermogensvraag de komende jaren, en daardoor de potentiële positieve en negatieve impact op netcongestie, is veel beperkter. Daarnaast zien we dat deze systemen minder rendabel zijn tot 2030 (CE Delft, 2022) en niet als aantrekkelijke alternatieven voor netverzwaringen worden gezien.

1.1.5 Beoordeling is kwalitatief én kwantitatief

Het beoordelen van beleid vereist een brede analyse van alle effecten. In deze studie is een gedeelte van de effecten kwantitatief in kaart gebracht. We hebben ons gericht op de businesscase van batterijen en de impact op afnamenetcongestie. Hiervoor zijn analyses van de toekomstige day-aheadmarkt gebruikt, analyses van huidige overige markten (onbalans, FCR, aFRR, congestiemarkten, etc.) en een businesscasemodel voor batterijen die de inzet en winstgevendheid bepaalt.

Daarnaast zijn in de beoordeling verschillende andere effecten van de beleidsopties in kaart gebracht. Dit zijn niet noodzakelijkerwijs alle effecten, maar wel de effecten die door ons en de stuurgroep als meest relevant worden gezien. Deze effecten zijn kwalitatief beoordeeld. Een logische vervolgstap is daarom de verdere uitwerking van de beleidsopties en meer diepgaandere beoordeling van deze effecten.

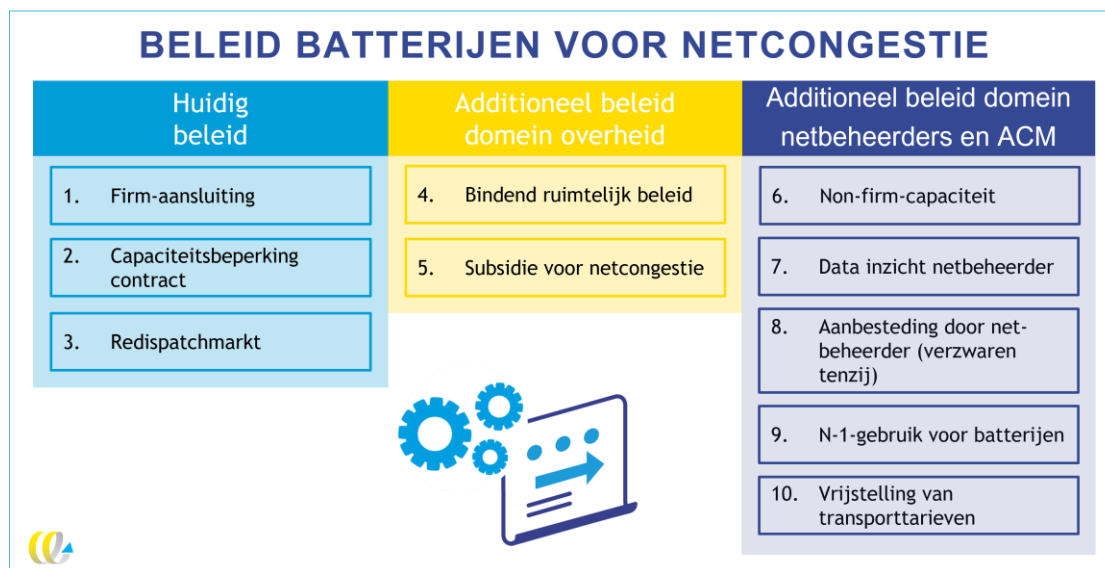
1.2 Onderzochte beleidsvarianten

Er zijn in totaal negen beleidsvarianten onderzocht naast het referentiescenario van de firm-aansluiting. Er zijn andere beleidsvarianten denkbaar, maar deze zijn buiten scope gelaten. Zo hebben we ons niet gericht op beleidsvarianten die de businesscase van batterijen alleen verbeteren, zonder bij te dragen aan afnamenetcongestie. De maatregelen zijn geselecteerd in overleg met de opdrachtgever en klankbordgroep.

De onderzochte beleidsvarianten zijn weergegeven in Figuur 3 en omvatten:

1. **Firm-aansluiting:** het referentiescenario, waarbij een batterij aangesloten is op het netwerk met een firm-aansluiting.
2. **Capaciteitsbeperkingscontract:** dit is een bestaand product wat ingezet wordt voor congestiemanagement, waarbij we mogelijk interessante varianten voor batterijen uitwerken.
3. **Redispatchmarkt:** analyse van mogelijkheden van de redispatchmarkt als product voor congestiemanagement.
4. **Bindend ruimtelijk beleid:** overheidsbeleid dat stuurt op de ruimtelijke inpassing en locatie van batterijen.
5. **Subsidie voor netcongestie:** de noodzaak en wenselijkheid van een subsidie is onderzocht, met de voor- en nadelen van mogelijke ontwikkelingsrichtingen.
6. **Non-firm-capaciteit (NFC):** we onderzoeken twee varianten. De eerste variant is in lijn met het huidige codevoorstel van de netbeheerders. In de tweede variant van de NFC geeft de netbeheerder een prognose van de belasting op het relevante netvlak voor de komende vijf jaar en een garantie over de maximale beperking.
7. **Inzicht netbeheerder in gewenste locaties batterijen:** de netbeheerder geeft dynamisch inzicht in de huidige en verwachte netbelasting, zodat ontwikkelaars geschikte locaties kunnen identificeren.
8. **Aanbesteding netbeheerders:** analyse van een aanbesteding gebaseerd op het afwegingskader 'Verzwaren tenzij', met beschouwing op de werking en effectiviteit van dit afwegingskader.
9. **Gebruik N-1 (storingsreserve):** de storingsreserve is het additionele elektriciteitsnetwerk voor storingen en onderhoud en kan potentieel met voorwaarden door batterijen en andere flexibiliteitsbronnen gebruikt worden.
10. **Vrijstelling transporttarieven:** analyse van onder andere Europese richtlijnen en argumenten voor en tegen een korting op de transporttarieven.

Figuur 3 - Overzicht beleidsmaatregelen



1.2.1 Beleidsvarianten buiten scope

De maatregelen die, in overleg met opdrachtgevers en klankbordgroep, niet zijn uitgewerkt en beoordeeld in deze studie, zijn:

- **Aanbesteding overheid:** het oplossen van netcongestie, bijvoorbeeld via een aanbesteding, is de taak van de netbeheerder. Daarom is de variant van een aanbesteding van de netbeheerder onderzocht, maar niet via de overheid.
- **Herziening energiemarkten:** deze studie richt zich op waarborgen dat batterijen een netcongestieneutraal effect hebben of netcongestie oplossen. Een herziening van de energiemarkten is daarom buiten scope.
- **Nieuwe congestiemanagementproducten:** de huidige congestiemanagementproducten bieden veel mogelijkheden en zijn pas recent geïmplementeerd. Daarom zijn er geen eventuele additionele producten onderzocht. Er zijn in de studie wel aanbevelingen voor congestiemanagementproducten opgenomen.
- **Batterijen in domein netbeheerder:** netbeheerders mogen nu niet zelf investeren in batterijen of deze opereren volgens EU-wetgeving. In de nieuwe Energiewet komt hier mogelijk een uitzondering op. Er is bij de stakeholders die wij hierover gesproken hebben geen draagvlak of gevoel van noodzaak.
- **SDE++:** het PBL heeft onderzoek gedaan naar uitgestelde levering van zonne-energie met behulp van een batterij (PBL, 2021). PBL heeft hier negatief over geadviseerd, omdat de SDE++ hiervoor niet het geschikte middel was en de inkomsten (en dus onrendabele top) lastig vast te stellen zijn. Subsidie via de SDE++ wordt dus niet meegenomen.
- **Leningen:** voordelige leningen van bijvoorbeeld de overheid kunnen de realisatie van batterijprojecten versimpelen en versnellen, maar aangezien er geen directe link is met netcongestie, nemen we deze maatregel niet mee.
- **Verplichtingen/normering van batterijen:** batterijen kunnen bijvoorbeeld verplicht worden bij nieuwe zonprojecten, of er kan een norm voor energieleveranciers vormgegeven worden. Met de focus op afname van netcongestie is dit type beleid niet opgenomen.
- **Energiehubs:** batterijen spelen potentieel een rol in lokale energiehubs, wat kan worden gezien als een samenwerking van verschillende partijen om lokaal energie te produceren en te gebruiken.

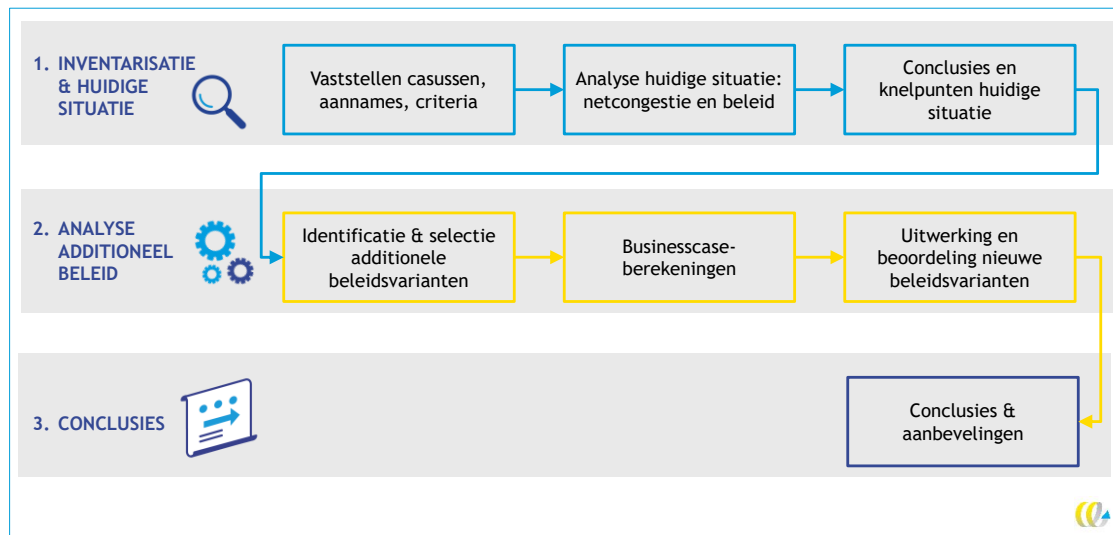
2 Methode

2.1 Methode op hoofdlijnen

De methode van deze studie is samengevat in

Figuur 4. Deze studie richt zich op met welk beleid batterijen netcongestie voor afname een neutraal effect kunnen hebben of kunnen oplossen. De stappen die doorlopen worden hebben als doel om de huidige situatie vast te stellen en vervolgens additionele beleidsmaatregelen te identificeren en beoordelen. Het doel is om te komen tot een advies over het nut en de noodzaak van beleidsmaatregelen.

Figuur 4 - Overzicht methode in drie fases



Fase 1: Inventarisatie en huidige situatie

In deze studie is in eerste instantie een inventarisatie uitgevoerd naar de uitgangspunten van de studie en het huidige beleid. We hebben daarvoor vastgesteld welk type batterijen zijn geanalyseerd, de aannames voor de verdere analyse en de criteria waarop beleidsvarianten beoordeeld worden. Vervolgens is een uitgebreide analyse uitgevoerd van het huidige wettelijke kader van batterijen, het huidige beleid rond congestiemanagement en het Afwegingskader Verzwaren tenzij en de relatie tussen batterijen en netcongestie. Hieruit concluderen we de knelpunten met het huidige beleid voor grootschalige batterij-systemen en de implementatie in het energiesysteem in relatie met netcongestie. De casussen zijn beschreven in Paragraaf 4.1.1 en de prijsscenario's voor de modellering van de verschillende markten in Paragraaf 4.3.

Fase 2: Analyse additioneel beleid

Vervolgens hebben we beleidsvarianten geïdentificeerd, gebaseerd op interviews met veel verschillende stakeholders en literatuur. We hebben gesproken met vertegenwoordigers van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat, de ACM, de netbeheerders, batterij-exploitanten, energieproducenten en -leveranciers en een onafhankelijk expert. Daarnaast is een klankbordgroep samengesteld uit vertegenwoordigers van deze partijen. CE Delft heeft samen met de opdrachtgevers en in overleg met de klankbordgroep de beleidsmaatregelen geselecteerd voor een verdere uitwerking en beoordeling.

De analyse van beleidsvarianten is gebaseerd op een businesscase-analyse, interviews met verschillende partijen en analyse van relevante literatuur. In de businesscaseberekening zijn analyses gemaakt van verschillende energie- en balanceringsmarkten. Voor de day-aheadmarkt zijn analyses gemaakt voor 2025 en 2030. De overige markten zijn gebaseerd op historische data. De aannames voor de businesscase en modellering zijn opgenomen in Hoofdstuk 4.

De beleidsmaatregelen zijn vervolgens uitgewerkt en beoordeeld, gebaseerd op verschillende criteria. De beoordeling is gebaseerd op de resultaten van deze studie en verschillende interviews. De criteria zijn beschreven in Paragraaf 2.2.

Fase 3: Conclusies

De analyses van de huidige situatie en beleidsvarianten resulteren in conclusies en aanbevelingen over de beleidsvarianten voor een neutraal effect op en oplossen van netcongestie. De conclusies omvatten ook de observaties over de huidige situatie.

2.2 Beoordelingscriteria beleidsmaatregelen

De beleidsvarianten zijn uitgewerkt en beoordeeld op verschillende beoordelingscriteria. Deze criteria zijn afgestemd met onder andere de klankbordgroep. Tabel 1 beschrijft de beoordelingscriteria waarop de beleidsmaatregelen uitgewerkt en beoordeeld zijn.

Tabel 1 - Beoordelingscriteria

Criteria	Toelichting criteria
Netimpact	Het effect van de beleidsmaatregelen op de netimpact van batterijen. We maken onderscheid of er een negatief effect is, een neutraal effect (congestieneutraal) of positief effect (congestie oplossen).
Sturing op locatie	Dit criterium omvat of de maatregel resulteert in een (actieve) sturing van de locatie van nieuwe batterijprojecten, bijvoorbeeld richting gebieden zonder netcongestie.
Non-discriminair	Non-discriminair betekent dat vergelijkbare aangeslotenen gelijk behandeld worden. Dit is een belangrijke randvoorwaarde voor netwerktarieven en beleid in het algemeen.
Kosteneffectiviteit	Kosteneffectiviteit omvat of de (maatschappelijke) kosten voor een beleidsvariant kan opwegen tegen de baten van de maatregel.
Businesscase batterijen	De businesscase van batterijen omvat de totale jaarlijkse kosten en baten. Naast de businesscase is ook de financierbaarheid van de projecten meegenomen.
Draagvlak stakeholders	Het draagvlak van de verschillende stakeholders (EZK, ACM, netbeheerders, batterijexploitanten).
Belemmeringen en snelheid implementatie	We stellen vast of er belemmeringen zijn en op welk niveau (Europese wetgeving, Nederlandse wetgeving en/of codes). Daarnaast stellen we vast hoe snel het beleid geïmplementeerd kan worden.

Criteria	Toelichting criteria
Overige maatschappelijke effecten	Een analyse van of er positieve of negatieve overige maatschappelijke effecten zijn.

De beleidsmaatregelen zijn beoordeeld op deze criteria met een score van zeer negatief (--) tot zeer positief (++). De mogelijke beoordelingen zijn opgenomen in Tabel 2.

Tabel 2 - Mogelijke beoordeling

Beoordeling	Toelichting
--	Zeer negatief effect of beoordeling
-	Negatief effect of beoordeling
±	Effect onzeker of neutraal
+	Goede beoordeling
++	Zeer goede beoordeling
	Geen effect/beoordeling

3 Analyse huidige situatie

In dit hoofdstuk beschrijven we de huidige wet- en regelgeving en het huidige beleid rond batterijen in Paragraaf 3.1. De relatie tussen batterijen en netcongestie lichten we toe in Paragraaf 3.2. In Hoofdstuk 5 voeren we een daadwerkelijke effectbeoordeling uit voor het huidige beleid: de firm-aansluiting en de twee congestiemanagement producten (redispatchmarkt en capaciteitsbeperkingscontract).

3.1 Huidige wet- en regelgeving en kaders

We vatten het huidige beleid samen en beschrijven het effect op batterijsystemen. De Code Congestiemanagement is ook een integraal onderdeel.

3.1.1 Reglementair kader

‘Verzwaren tenzij’ en ‘congestiemanagement’ worden in meer detail toegelicht in Paragraaf 3.1.2 en 3.1.3.

Definitie en rol van opslag in EU-verordeningen en richtlijnen

De positie van opslag in het energiesysteem wordt steeds duidelijker beschreven in Europese richtlijnen. EU-verordening 2019/943 en Richtlijn 2019/944 beschrijven onder andere regelgeving rond batterijsystemen. De EU-verordening 2019/943 betreft de interne markt voor elektriciteit. Ter attentie van opslag stelt de richtlijn dat er geen onderscheid gemaakt mag worden tussen energieopslag, productie en vraagrespon in de elektriciteitsmarkten (Artikel 3, lid j) en balanceringsmarkten (Artikel 6). Dit is geformuleerd als: “... veilige en duurzame productie, energieopslag en vraagrespon nemen op gelijke voet deel aan de markt” (Artikel 3, lid j). In Nederland betalen productie-installaties nu geen transporttarief, maar batterijen en vraagrespon wel. Daarnaast staat opgenomen dat nettarieven niet mogen discrimineren ten opzichte van opslag: “Door middel van de netwerktarieven vindt noch op positieve, noch op negatieve wijze discriminatie plaats ten opzichte van energieopslag of aggregatie en worden geen negatieve prikkels tot stand gebracht met betrekking tot zelfproductie, zelfconsumptie of participatie in vraagrespon.” (Artikel 18, lid 1).

Richtlijn 2019/944 definieert opslag als “... in het elektriciteitssysteem, het uitstellen van het uiteindelijke gebruik van elektriciteit tot een later moment dan het moment waarop de elektriciteit is opgewekt” (Artikel 2, lid 59). In Artikel 15, lid 5b van Richtlijn 2019/944 staat dat lidstaten geen dubbele tarieven, waaronder nettarieven, mogen rekenen “voor opgeslagen elektriciteit op hun eigen terrein of als ze flexibiliteitsdiensten leveren aan systeembeheerders”. Dit artikel heeft echter alleen betrekking op actieve afnemers, wat partijen zijn die niet als belangrijkste commerciële of professionele activiteit hebben het verkopen van elektriciteit of deelname aan bijvoorbeeld flexibiliteitsdiensten. Batterijen hebben vaak dit oogmerk en komen daarmee niet in aanmerking voor een eventuele vrijstelling op dubbele tarieven. Daarnaast lijkt de definitie van dubbele tarieven te wijzen op zowel transporttarieven voor invoeding en afname, maar dat is nu niet het geval. In de richtlijn is geen definitie van flexibiliteitsdienst opgenomen, waardoor het niet exact duidelijk is of het hier gaat om flexibiliteitsdiensten om netcongestie op te lossen of

flexibiliteit in het algemeen. In dat tweede geval zouden balanceringsmarkten van de netbeheerder hier mogelijk ook onder vallen en wellicht zelfs energiemarkten.

Er is in deze EU-regelgeving niet opgenomen dat batterijen een aparte categorie moeten zijn in bijvoorbeeld nettarifering of wetgeving. Naar verwachting wordt in de nieuwe Energiewet wel een aparte categorie opgenomen voor opslag, dit betekent echter niet dat er ook bijvoorbeeld andere tarieven gelden.

De voor- en tegenargumenten voor een korting op of vrijstelling van de nettarieven werken we verder uit in de maatregel 'Vrijstelling van transporttarieven' in Paragraaf 7.6. Daarnaast staat in deze verordening dat DSO's geen energieopslag mogen bezitten, ontwikkelen, beheren of faciliteren (Artikel 36, lid 1).

De Verordening en Richtlijn zijn nu nog niet verwerkt in de Nederlandse wet- en regelgeving, maar krijgen mogelijk een plek in een Algemene maatregel van Bestuur (AmvB) onder de nieuwe Energiewet. De juridische status van een verordening en richtlijn verschillen. Een verordening is rechtstreeks toepasselijk op elke lidstaat en een lidstaat kan niet afwijken van de bepalingen. Een richtlijn is gericht op een lidstaat en heeft als doel wetgeving van lidstaten onderling te harmoniseren. Een richtlijn biedt meer interpretatieruimte, maar is net zo bindend.

Definitie en rol van opslag in Nederlandse codes

In de Nederlandse tariefcode wordt opslag niet als type aangeslotene gezien. Alleen producenten en afnemers worden gekend, waarbij de last van transportkosten geheel komt te liggen bij de afnemende aangeslotene. Opslag staat wel gedefinieerd in de Nederlandse begrippenlijst elektriciteit, maar door afwezigheid van de term 'opslag' in de tariefcode, worden opslagsystemen in de praktijk aan beide categorieën toegekend. Opslag wordt dus volledig aangerekend voor de transporttarieven tijdens laden. In de Nederlandse Netcode moeten batterijen van 0,8 kW of groter voldoen aan de eisen voor producenten.

Transportkosten voor batterijen in Nederland

Transportkosten vormen een grote kostenpost voor opslagsystemen. De totale kosten zijn opgenomen in Paragraaf 4.2, maar het nettatarief vormt 30 tot 50% van de totale kosten, afhankelijk van het vermogen en de energie van de batterij. Deze kosten zijn ook nog eens een onzekere factor, omdat de kosten naar verwachting fors stijgen om de toenemende kosten voor netuitbreiding en onderhoud te bekostigen. Er zijn op dit moment geen verlaagde tarieven voor batterijen als zij systeemdiensten leveren in de Nederlandse codes. Voor batterijen wordt dus een normaal tarief betaald. In de Marktscan Elektriciteitsopslag zegt de ACM over de Tariefcode: *"De Tariefcode elektriciteit is zo ingestoken dat de partij die het netwerk belast het tarief voor het faciliteren van die netbelasting betaalt."* (ACM, 2021a).

Inpassingskader netbeheerders

De netbeheerders hebben een inpassingskader opgesteld in 2022 voor batterijen (Netbeheer Nederland, 2022b). Daarin pleiten ze om batterijen netneutraal aan te sluiten in gebieden waar netcongestie is of dreigt. Netbeheerders pleiten daarnaast voor het aansluiten van batterijen die systeemdiensten op het TenneT-netwerk, om de regionale netwerken te ontlasten. Dat vergroot de maakbaarheid doordat er minder uitbreidingsinvesteringen

gedaan moeten worden voor batterijen of er kunnen meer andere partijen aangesloten worden. Daarbij past ook om batterijen zoveel mogelijk bij bestaande aansluitingen te realiseren, waardoor er geen nieuwe aansluitingen gerealiseerd hoeven te worden.

Batterijexploitanten zijn over het algemeen voorstander van een firm-aansluiting, maar staan ook vaak open voor een non-firm-aansluiting als de voorwaarden passen bij hun businesscase.

3.1.2 Code Congestie-management

De netbeheerder past congestie-management toe in congestiegebieden. De Code Congestie-management is een wijziging van de Netcode Elektriciteit. Deze is in mei 2022 vastgesteld en pas in november 2022 volledig in werking getreden. Binnen congestie-management passen flexibele afnemers of producenten hun gedrag aan om de piekbelasting te verlagen tegen een compensatie van de netbeheerder.

De netbeheerder voert een congestie-managementonderzoek uit en bepaalt aan de hand daarvan hoeveel flexibiliteit er is en daarmee hoeveel extra vermogen er aangesloten kan worden. Voor aangeslotenen van 60 MW of groter is deelname aan congestie-management altijd verplicht. In congestiegebieden de netbeheerder geldt een grens van 1 MW voor verplichte deelname. Binnen congestie-management zijn er twee producten gedefinieerd in de Netcode:

- Capaciteitsbeperkingscontract (CBC): een langdurig contract tussen een aangeslotene en de netbeheerder dat de aangeslotene tegen een vastgestelde vergoeding zijn energiegebruik aanpast op verzoek van de netbeheerder. Dit product lijkt sterk op een NFC, maar er zijn ook verschillen. Dit lichten we in Paragraaf 7.1 toe.
- Redispatchmarkt: binnen deze markt bieden partijen hun flexibiliteit aan tegen een prijs. De netbeheerder zal volgens deze biedladder de flexibiliteit inkopen die het voor het vastgestelde moment nodig heeft. De redispatch markt wordt uitgevoerd via GOPACS.

De Code Congestie-management is ingegaan per 1 december 2022 en de regels omtrent beide producten per 25 november 2022. In de loop van 2023 worden de eerste resultaten van het toepassen van de nieuwe regels in de Netcode pas echt zichtbaar.

Als er wel flexibel vermogen aanwezig is, maar dit niet financieel ontsloten kan worden dan kan ‘niet-marktgebaseerd congestie-management’ ingezet worden. Hierbij verplicht de netbeheerder tegen gereguleerde tarieven partijen om flexibiliteit te bieden. Dit is een stok achter de deur dat partijen wel deelnemen aan congestie-management. In Artikel 13, Lid 7b wordt gedefinieerd hoe de gereguleerde vergoeding wordt vastgesteld: *“de netto-inkomsten van de verkoop van elektriciteit op de day-aheadmarkt die de elektriciteitsproductie-, energieopslag- of vraagresponsinstallatie zou hebben geproduceerd zonder het verzoek om redispatching; wanneer financiële ondersteuning wordt verleend aan elektriciteitsproductie-, energieopslag- of vraagresponsinstallaties op basis van het geproduceerde of verbruikte elektriciteitsvolume, wordt de financiële ondersteuning die zou zijn ontvangen zonder het verzoek om redispatching beschouwd als onderdeel van de netto-inkomsten.”*

Financiële en technische grens van congestiemanagement

Congestiemanagement kent twee grenzen: een technische en financiële grens. De technische grens is opgenomen in de Netcode en geeft aan dat maximaal 150% vermogen aangesloten wordt ten opzichte van de technische capaciteit in een congestiegebied. Het vermogen boven de technische capaciteit is dan flexibel vermogen wat verminderd kan worden gedurende de piek. Er wordt dus maximaal 50% additioneel flexibel vermogen aangesloten.

De financiële grens wordt bepaald door het maximum bedrag van 1,02 €/MWh-transportcapaciteit⁴. Dit is het gemiddelde jaarlijkse bedrag dat de netbeheerder dient te besteden in het congestiegebied. In het Ontwerp codebesluit congestiemanagement was dit 2,50 €/MWh (ACM, 2021b), maar dit is na reactie van de netbeheerders verlaagd. Dit bepaalt het totale jaarlijkse bedrag dat de netbeheerder uit kan geven aan congestiemanagement. Als er tot 50% van het totale vermogen flexibiliteit ingekocht kan worden voor het totale budget, wordt de technische grens bereikt. Het kan echter ook zijn dat de financiële grens eerder bereikt wordt. Het budget is dan op en het maximale additionele vermogen wordt daardoor bepaald. Het is natuurlijk ook mogelijk dat er slechts een beperkte hoeveelheid flexibel vermogen beschikbaar is in het netgebied, waardoor zowel de financiële als technische grens niet bereikt wordt.

3.1.3 Verzwaren tenzij

De volledige naam van het stuk over alternatieven voor netverzwaring is 'Afwegingskader Verzwaren tenzij' (Overlegtafel Energievoorziening, 2018). Het stuk beschrijft een afwegingsmethode voor netbeheerders om voor iedere investering in het net een overweging te maken voor klassieke verzwaring of een methode met flexibiliteit. 'Verzwaren tenzij' is tot stand gekomen in overleg tussen netbeheerders, belangenorganisaties en enkele energieleveranciers. ACM en EZK hebben als toehoorder deelgenomen aan de totstandkoming.

Volgens EU Richtlijn 2019/944 dienen netbeheerders in het netontwikkeling ook expliciet rekening te houden met vraagrespons, energie-efficiëntie, energieopslag of andere bronnen als alternatief voor netverzwaring.

De netbeheerder beoordeelt per casus of het knelpunt potentie heeft voor de toepassing van flex alvorens deze flexibiliteit aan de markt uit te vragen. Kostenefficiëntie en leveringszekerheid zijn de hoekstenen van de te maken afweging. Helaas blijkt in de praktijk dat, op enkele pilots na, de netbeheerders structureel tot de conclusie komen dat verzwaren altijd beter is dan de inzet van flexibiliteit. Hiervoor zijn meerdere redenen aan te wijzen:

1. Netbeheerder-KBA valt negatief uit.

Per knelpunt wordt een Netbeheerder Kosten-batenanalyse (NKBA) uitgevoerd. Als de netbeheerder een bijzonder dure investering te wachten staat, kan het zijn dat de verzwarringsbehoefte door de inzet van flexibiliteit voor langere tijd uitgesteld of idealiter volledig vermeden kan worden. Bij het voor langere tijd uitstellen van een verzwaring zijn in de toekomst mogelijk efficiëntere verzwaringen te realiseren, zoals het realiseren van een nieuw HS-/MS-station. Verzwaren is onvermijdelijk, omdat alle netten gemiddeld genomen nog met een factor drie verzwaard zullen moeten worden om de verwachte aansluitcapaciteit te realiseren. Daarmee zal iedere uitgave ten behoeve van congestieverlichting alleen maar kostenverhogend werken in de NKBA.

⁴ Dit betekent dus voor 1 MW bestaande netcapaciteit, wat gelijk is aan 8.760 MW transportcapaciteit, oftewel een maximumbedrag van 8.935,20 €/MW/jaar.

2. **Maatschappelijke-KBA biedt kansen, maar wordt niet uitgevoerd.**
Wat ‘verzwaren tenzij’ bewust niet voorschrijft, is de uitvoering van een maatschappelijke kosten-batenanalyse (mkba). Hier zit de echte kans voor de inzet van flexibiliteit voor de energietransitie en de Nederlandse economie. Hoewel er een wettelijke aansluitplicht geldt (E-wet 1998, Artikel 24, lid 4) om binnen achttien weken aan te sluiten, wordt in de praktijk steeds vaker gebruik gemaakt van de escape in lid 2, dat deze verplichting niet geldt als de netbeheerder redelijkerwijs geen capaciteit beschikbaar heeft. Nieuwe ondernemers die een bedrijf willen starten en bestaande ondernemers die willen uitbreiden of elektrificeren, worden geconfronteerd met vertraging in de geplande economische groei. De verloren inkomsten die een bedrijf door een geweigerde netaansluiting of uitbreiding moet incasseren, worden niet meegenomen in het Afwegingskader Verzwaren tenzij. Vaak zijn deze gemiste inkomsten significant. Dat is een gemiste kans voor ondernemers die aangesloten kunnen worden, waarbij de gemiste inkomsten proportioneel staan tegenover de additionele maatschappelijke kosten van flexibiliteitsinzet. In de praktijk is het echter niet werkbaar dat netbeheerders voor alle knelpunten een degelijke mkba uitvoeren. De tijdsbesteding hiervoor is buitenproportioneel en de kwaliteit van de analyse is moeilijk te waarborgen.
3. **Doorlooptijd van flexibiliteit ten opzichte van netverzwaring is relatief lang.**
Het verzwaren van de backbone van distributienetten kent een typische doorlooptijd van één tot twee jaar. Het besluit om te verzwaren wordt binnen enkele maanden na de identificatie van het knelpunt genomen, waarna de realisatie wordt voorbereid door werkvoorbereiders van de netbeheerder en uitvraag bij aannemers, etc. Als de inzet van flexibiliteit wordt overwogen, moet een openbare aanbesteding worden uitgevoerd, waarvan het nog maar de vraag is of er geschikte en kostenefficiënte aanbiedingen uit voortvloeien. Vervolgens moeten netplanners één of meerdere aanbiedingen selecteren. Dan moet de leveringszekerheid gewaarborgd worden door de betrouwbaarheid van de aanbieder en diens flexinstallatie te valideren. Als dan blijkt dat er toch verzaamd moet worden, is er kostbare tijd verloren gegaan in de orde van zes tot twaalf maanden.
4. **Distributienetbeheerders zijn niet gewend aan operationele sturing.**
Wanneer ‘Verzwaren tenzij’ wordt toegepast, moet de regionale netbeheerder de flexibiliteitsaanbieders aansturen op basis van de onderlinge afspraken en de operationele behoefte in het knelpunt van de netbeheerder. Dit zijn vaardigheden die bij regionale netbeheerders nog niet aanwezig zijn. Om deze reden worden er wel pilots gevoerd, zodat de sturing op basis van maatwerk kan worden uitgevoerd. Er is ook behoefte aan een set aan standaardvoorwaarden waarmee de netbeheerder flexibiliteitsdiensten kan contracteren, zodat de inzet ervan zo veel mogelijk gestandaardiseerd kan worden.

Conclusie ‘Verzwaren tenzij’

‘Verzwaren tenzij’ is in potentie een sterk afwegingskader, maar kent een hoge uitvoeringslast voor netbeheerders. Het grootste gebrek is dat er geen mkba wordt uitgevoerd, en als deze wel en juist zou worden uitgevoerd, is de operationele inzet van flexibiliteit een nieuwe vaardigheid voor regionale netbeheerders. ‘Verzwaren tenzij’ is de basis van de maatregel ‘Aanbestedingen netbeheerders’ in Paragraaf 7.4, waar de potentie voor batterijen in relatie tot verzwaren tenzij verder wordt onderzocht.

3.1.4 Huidige subsidies

Er zijn verschillende subsidiemiddelen beschikbaar voor batterijen. Batterijen komen in aanmerking voor de Energie-investeringsaftrek (EIA), code 260101. Het doel van de EIA is het stimuleren van investeringen in energiebesparing en duurzame energie. Dit geeft een kostenvoordeel van 10 tot 12,5%. Batterijen zijn niet opgenomen in de SDE++ of MIA/VAMIL,



maar kunnen mogelijk wel gebruik maken van de DEI+ als ze een innovatief karakter kennen. De grootschalige uitrol van batterijen valt niet binnen de doelstelling van de DEI+. Binnen de DEI+ kunnen maximaal enkele vergelijkbare projecten gefinancierd worden. Aangezien er al enkele batterijenprojecten subsidie hebben verkregen, achten we verdere subsidie van batterijsystemen niet mogelijk. Daarnaast zijn er kleinere regionale subsidies zoals in Noord-Holland⁵, maar deze zijn niet geschikt voor de orde grootte van batterijen binnen de scope van deze studie. Vaak zijn deze subsidies gericht op subsidie van batterijen achter de meter, om zo ondanks netcongestie meer elektriciteit te gebruiken.

3.2 De invloed van batterijen op netcongestie

In deze analyse werken we de relatie tussen batterijsystemen en netcongestie uit door de effecten van het huidig beleid inzichtelijk te maken. We doen dit aan de hand van de volgende paragrafen:

- Paragraaf 3.2.1 licht vijf voorbeelden toe om de begrippen ‘bijdragen aan netcongestie’, ‘congestieneutraal’ en ‘oplossen’ duidelijk te maken.
- Paragraaf 3.2.2 beschrijft de (on)mogelijkheid van batterijen om netcongestie *technisch* op te lossen.
- Paragraaf 3.2.3 omschrijft de relatie tussen batterijen en de papieren netcongestie, oftewel: in de systemen van de netbeheerder.
- Paragraaf 3.2.4 omschrijft de huidige situatie en in hoeverre wij verwachten dat batterijen de daadwerkelijk zullen bijdragen aan *gemeten* netcongestie of mogelijk een neutraal effect kunnen waarborgen of netcongestie oplossen.
- Paragraaf 3.2.5 omvat een analyse naar of batterijen daadwerkelijk de piekbelasting zullen verhogen door marktprikkels.

3.2.1 Vijf voorbeelden van inzet batterijsystemen

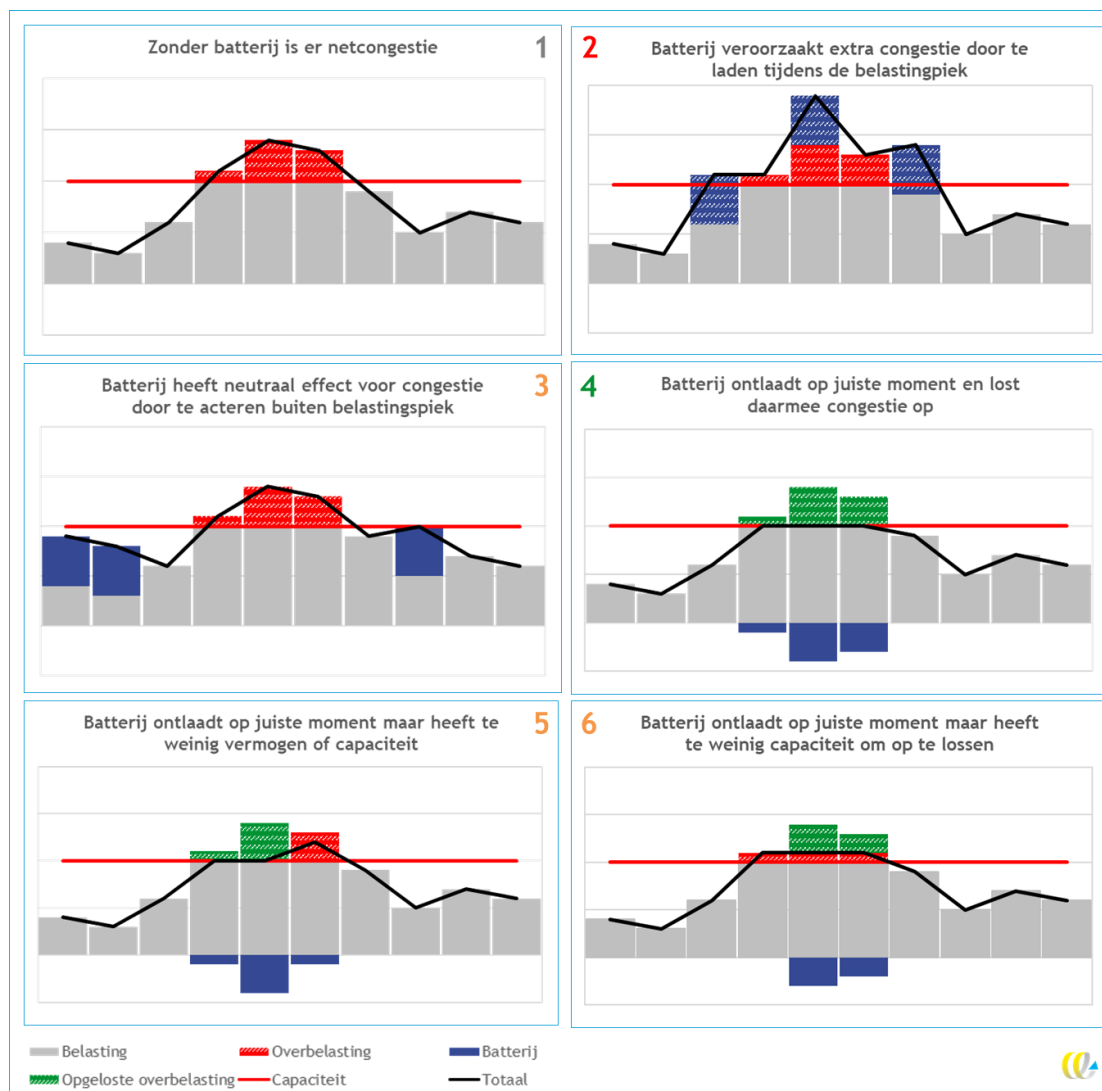
We lichten nu in meer detail toe hoe een batterij aan netcongestie kan bijdragen, congestieneutraal acteren of oplossen, aan de hand van zes voorbeelden. In Figuur 5 op pagina 18 zijn vijf verklarende verschillende figuren weergegeven:

1. De referentiecasi (linksboven) is een station waar al congestie aanwezig is. De energievraag in rood kan niet gefaciliteerd worden.
2. Een batterij die vrij handelt op bijvoorbeeld de balanceringsmarkten (rechtsboven), zal mogelijk op sommige momenten de piekbelasting vergroten en daarmee potentieel bijdragen aan netcongestie.
3. Een batterij die bewust niet bijdraagt aan congestie (linksmidden), handelt in principe vrij, maar houdt rekening met de beschikbare capaciteit van het station en de bestaande belasting. Dit noemen we congestieneutraal: de batterij zal de aanwezige congestie niet vergroten, maar ook niet verhelpen.
4. Ten slotte kan de batterij actief een bijdrage leveren aan het oplossen van congestie (rechtsmidden). Bovenop de voorgaande strategie laadt en ontlad de batterij doelgericht in de tegenovergestelde richting van de bestaande congestie. Zo creëert de batterij extra ruimte voor andere gebruikers.
5. De belangrijkste voorwaarde voor het oplossen van congestie is wel dat de batterij congestie kan oplossen gedurende alle momenten in het jaar dat er congestie is. Als dit niet mogelijk is (technisch, organisatorisch of financieel), heeft de batterij netcongestie niet opgelost. We lichten de (on)mogelijkheid voor oplossen verder toe in Paragraaf 3.2.2.

⁵ Meer informatie over subsidie Noord-Holland: [link](#).

6. De batterij heeft voldoende capaciteit, of is voldoende vooraf opgeladen, waardoor niet alle pieken opgelost kunnen worden. Door op de juiste momenten te ontladen, wordt de piek verlaagd, maar blijft deze boven de grens van het netwerk.

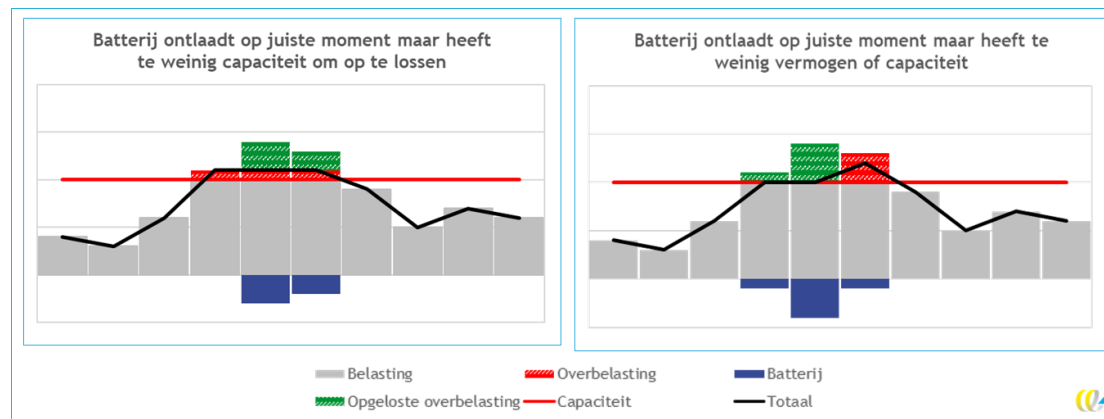
Figuur 5 - Bijdrage van batterij aan congestie bij verschillende inzet van de batterij



3.2.2 Kan een batterij *technisch* netcongestie oplossen?

Voor het daadwerkelijk oplossen van netcongestie is meer nodig. Dit betekent (in het geval van afname van netcongestie) dat de batterij op het juiste momenten opgeladen moeten zijn om netcongestie op te lossen. Vervolgens dient de capaciteit groot genoeg te zijn, zodat de netcongestie ook daadwerkelijk opgelost kan worden, anders ontstaat alsnog netcongestie, zoals weergegeven in Figuur 6.

Figuur 6 - Mogelijke netcongestie ondanks gewenste inzet batterij



Conclusie huidige situatie batterijen en (afname)netcongestie

Uit onze analyses van de huidige situatie en data van veel onderstations⁶ concluderen we dat de kans zeer klein is dat batterijen netcongestie daadwerkelijk kunnen oplossen, omdat:

- Het afnameprofiel is relatief onvoorspelbaar ten opzichte van opwek, de pieken zullen regelmatig langer dan twee of vier uur duren (dit is de capaciteit van huidige batterijen). Pieken van minstens acht uur zullen op veel netvlakken voorkomen. Daardoor is het de vraag of batterijen technisch wel betrouwbaar de pieken kunnen oplossen. Betrouwbaarheid betekent dat (bijna) alle pieken opgelost moeten worden, want enkele onopgeloste pieken kunnen alsnog direct tot concrete problemen leiden.
- Voor opwek is het mogelijk om tegen beperkte maatschappelijke kosten af te schakelen. Er wordt dan minder duurzame energie opgewekt. Het afschakelen van afname heeft echter grotere consequenties, zoals bedrijven die afgeschakeld worden en dan geen elektriciteit kunnen gebruiken. Daardoor is het lastiger om op alternatieven voor netverzwaring te vertrouwen.
- Als er nog geen batterijen aanwezig zijn in het gebied, achten we de kans klein dat batterijen een praktische oplossing zijn. De doorlooptijd van batterij is relatief lang, zeker als een project vanaf de start nog ontwikkeld moet worden en er nog geen grond beschikbaar is. De ontwikkeling van netcongestie gaat snel en de voorspelling van de netbeheerder in welke gebieden batterijen een oplossing kunnen zijn, zijn nog niet nauwkeurig genoeg. Het kan dus zijn dat voor bijvoorbeeld 5 of 20% van de stations batterijen een oplossing zijn, maar welke dat zijn is relatief lastig te voorspellen. Daarnaast kan de netcongestie op een later moment weer veranderen, waardoor de capaciteit bijvoorbeeld toch weer onvoldoende is. Daardoor voorzien we niet dat batterijen geplaatst kunnen worden als netcongestie ontstaat en daarmee netcongestie kunnen oplossen, als dat technisch al mogelijk is.
- Het is lastig om (permanent) additionele afnameklanten aan te sluiten gebaseerd op een batterij. De batterij kan een technisch probleem kennen, de partij kan failliet gaan of een contract kan opgezegd worden. Daarbij is het ook onzeker hoe het netbelastingprofiel zich gaat ontwikkelen en of de batterij een oplossing blijft. Daarbij gaat het zowel om of de batterij voldoende kan leveren en of er voldoende ruimte is om voortijdig op te laden tijdens dagen met hoge pieken. Als daardoor afnameklanten niet meer gefaciliteerd kunnen worden, heeft dit ook grote maatschappelijke consequenties.

⁶ In deze studie is er data kon er slechts data gepubliceerd worden van twee stations als voorbeeld, er zijn echter door ons en door netbeheerders meer analyses uitgevoerd van veel meer stations.

- Daardoor achten we de kans zeer gering dat daadwerkelijk extra afname-klienten additioneel aangesloten zullen worden.
- Het beschikbare bedrag binnen congestiemanagement is al beperkt voor het congestie-neutraal laten acteren (uitzetten van batterij). Het budget lijkt ons daarom ontoereikend om ook daadwerkelijk te waarborgen dat de batterij gewenst gedrag vertoont met opladen buiten de piek en ontladen binnen de piek. Dit zal veel uren inzet van de batterij vragen, waardoor het beschikbare budget om congestie op te lossen verdeeld moet worden over een groot aantal uren. Uit onze analyses blijkt dat netcongestie op stations minimaal 300 tot 2.000 uur per jaar zal voorkomen, zeker met de verdere elektrificatie de komende jaren. Congestieneutraal acteren is mogelijk door alleen deze uren niet te acteren. Om congestie op te lossen zijn echter veel meer uren vereist. De batterij moet immers laden om tijdens een afnamepiek te kunnen ontladen en vanwege mogelijke voorspelfouten al eerder gereed zijn. Daarnaast kan de batterij vaak niet het uur of uren voor congestie opladen aangezien de netbelasting dan al hoog is. Per uur congestie oplossen zien we in onze analyses dat de batterij dus minstens drie uur en voor sommige netvlakken vijf uur ingezet moet worden. Dit betekent een enorme beperking van de batterij. De batterij dient dan voor een relatief groot gedeelte van haar totale inkomsten gecompenseerd te worden. Als congestie dus technisch überhaupt al opgelost kan worden met batterijen, zal dit vaak technisch-economisch niet rendabel zijn.
 - Binnen ‘verzwaren tenzij’ is een gemiddeld bedrag ongeveer 10.000 €/MW als alternatief voor netverzwaring, zie Paragraaf 3.1.3. Dit is ongeveer 5% van de jaarlijkse kosten van een batterij, en dat is één-op-één ongeveer 400 uur. De precieze hoeveelheid hangt af van de totale winstgevendheid van de batterij en de uren die vereist zijn. Met 400 uren inzet per jaar betekent dit dat er ongeveer 100 tot 150 uur per jaar congestie opgelost kan worden. Netvlakken waarbij congestie maximaal twee of vier uur duurt (afhankelijk van de batterijcapaciteit) en minder dan 100 tot 150 uur per jaar voorkomt, zouden potentieel aantrekkelijk kunnen zijn.
 - In veel netvlakken is een veel grotere verzwaring nodig dan 50% van de netcapaciteit. Dit is binnen congestiemanagement maar ook technisch ongeveer het maximaal haalbare extra batterijenvermogen dat aangesloten kan worden. In die netvlakken zijn batterijen dan in ieder geval geen alternatief.

Het wordt vaak verondersteld dat batterijen afnamenetcongestie met grote zekerheid kunnen oplossen. Een onderbouwing ontbreekt echter. Het zal kunnen voorkomen voor specifieke locaties dat batterijen afnamenetcongestie kunnen oplossen, vanwege een specifiek netontwerp, het profiel van de bestaande belasting en de details van de batterij. Uit onze analyses, en van de netbeheerders, van onderstation blijkt dus dat batterijen dit technisch niet kunnen. Het belangrijkste argument daarbij is de beperkte energiec capaciteit. Grotere batterijen zullen dit in specifieke gevallen wellicht wel kunnen, maar zullen niet autonoom gerealiseerd worden omdat de business case slechter is.

Batterijen kunnen wel een deel van de oplossing zijn, door een deel van de pieken op te lossen. Het nadeel daarvan is dat er een technische grens is op hoeveel flexibel vermogen er aangesloten kan worden. Door batterijen aan te sluiten, kan dan slechts een klein additioneel vermogen gerealiseerd worden van het totale vermogen dat anders zonder zo'n batterij aangesloten zou kunnen worden.

3.2.3 Bijdragen batterijen aan netbelasting in systemen netbeheerder

Als een partij een aanvraag doet voor een nieuwe of grotere netaansluiting, beoordeelt de netbeheerder of een aanvraag qua capaciteit past op het elektriciteitsnetwerk. Daarbij baseert zij zich op de huidige gemeten netbelasting, aangevuld met de verwachte groei van de vermogensvraag van de huidige aansluitingen. De huidige gemeten netbelasting is lager dan de totale gecontracteerde capaciteit van alle gezamenlijke aangeslotenen. Niet iedere aansluiting gebruikt immers de volledige capaciteit en de piekbelasting van de aansluitingen vindt niet op hetzelfde moment plaats.

Voor de nieuwe aanvraag bepaalt de netbeheerder of de volledige capaciteit van de nieuwe aansluiting past binnen de beschikbare vrij gemeten capaciteit (oftewel de ontwerp-capaciteit min de maximale gemeten piekbelasting). Er wordt bij deze controle dus niet of nauwelijks rekening gehouden met wanneer de energievraag in de tijd van de nieuwe aansluiting plaatsvindt. Het is immers vooraf onzeker of de nieuwe aangeslotene wel of niet tijdens de piek zal gaan gebruiken, of dat deze zijn profiel in de toekomst mogelijk zal veranderen. Omdat de netbeheerder geen garanties heeft, wordt er gekeken naar de totale aangevraagde capaciteit.

Een batterij wordt behandeld als zowel afnemer als opwekker. Dit betekent dat er in beide richtingen voldoende capaciteit beschikbaar moet zijn. Als de aansluiting gehonoreerd en gerealiseerd wordt, is de batterij aangesloten op het elektriciteitsnetwerk. Vervolgens bepaalt de daadwerkelijke inzet van batterijen wat de relatie met de piekbelasting en eventuele netcongestie is. Met nieuwe tariefproducten of contractvormen is het mogelijk om te garanderen dat de batterij niet zal bijdragen aan de piek. Dan kunnen batterijen ook op een andere manier opgenomen worden in de systemen, omdat er dan de garantie is dat batterijen niet de piek zullen verhogen. Als dat geregeld is, kunnen batterijen aangesloten worden als er ook netcongestie is.

3.2.4 Gaan batterijen in de huidige situatie afnamecongestie oplossen of netcongestieneutraal kunnen acteren?

Voor het aansluiten van batterijen zijn er verschillende routes, die resulteren in een andere impact op netcongestie, zie Figuur 7. Om een beeld te schetsen, hebben we indicatieve percentages opgenomen van het aantal batterijen dat wij binnen een bepaalde categorie verwachten tot 2030. Het gaat hier specifiek om afnamecongestie met de batterijen die tot 2030 gerealiseerd zullen worden (lithium-ion met een 4-uurs energiecapaciteit).

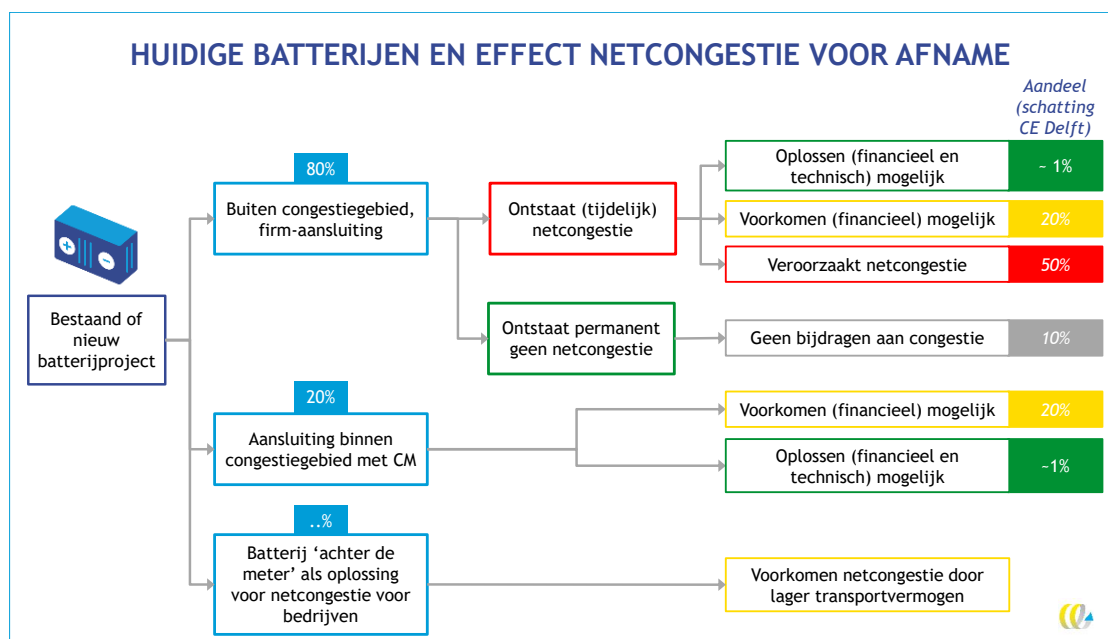
In een gebied zonder netcongestie wordt een batterij met een firm-aansluiting aangesloten. Dit heeft de voorkeur van batterijexploitanten. De netbeheerders zijn er voorstander van een inpassingskader voor batterijen in te voeren. Dit moet er toe leiden dat batterijen netneutraal ingepast worden als er congestie is of dreigt (Netbeheer Nederland, 2022b). In een congestiegebied wordt een batterij aangesloten met een capaciteitsbeperkingscontract (CBC), anders is een aansluiting niet mogelijk. De batterij wordt dan tegen een vergoeding beperkt in zijn inzet, totdat het netwerk verzwaaard is en de batterij een firm-aansluiting kan aanvragen.

Als een batterij een firm-aansluiting verkrijgt, kan er in dat gebied later netcongestie ontstaan, mogelijk deels veroorzaakt door de batterij. We achten de kans zeer groot dat er congestie ontstaat, doordat 1) er in veel gebieden congestie wordt verwacht de komende tien jaar en 2) batterijen een relatief groot vermogen vereisen ten opzichte van de capaciteit van het netvlak en de kans op netcongestie dus vergroten. In Paragraaf 3.2.5

beschrijven we hoe handel op de onbalansmarkt ertoe kan leiden dat de batterij resulteert in hogere pieken, waardoor het vermogen dus daadwerkelijk ook het netwerk zal raken.

Als er op een later moment wel congestie ontstaat, wordt getoetst of de batterij binnen de financiële grens de congestie kan oplossen. Als de batterij ‘uitgezet’ kan worden gedurende de pieken, heeft de batterij netcongestie niet verergerd. Mogelijk kan de batterij de pieken ook verlagen door te ontladen bij afnamecongestie en/of op te laden bij opwekcongestie. Als het pieken daadwerkelijk verlaagt, noemen we dit ‘congestie oplossen’. Vanwege verschillende redenen, toegelicht in de Paragraaf 3.2.2, verwachten we echter dat de kans dat batterijen netcongestie kunnen oplossen nihil is op korte tot middellange termijn. Als met het beschikbare budget voor congestiemanagement niet voldoende flexibiliteit ingekocht kan worden, heeft de batterij netcongestie verergerd. We schatten in dat dit om een groot gedeelte van de batterijen en congestiegebieden gaat.

Figuur 7 - Stroomdiagram batterijen en afname netcongestie



Een belangrijke voorwaarde om netcongestie niet te vergroten (congestieneutraal te acteren), is of er voldoende budget beschikbaar is binnen de financiële grens van congestiemanagement. We lichten de financiële grens toe in Textbox 1 en toetsen of dit voldoende is in de effectbeoordeling van congestiemanagement in het licht van deze studie in Paragraaf 5.2.

Textbox 1 - Financiële grens congestiemanagement

Met de huidige regels van congestiemanagement, waaronder een maximumbedrag van 1,02 €/MWh-transportcapaciteit, is het totale budget voor een netvlak van 2 MW per jaar € 17.870. De netbeheerder mag daar maximaal 1 MW flexibel vermogen voor inkopen (vanwege de technische grens), maar zou dat budget theoretisch ook mogen besteden aan bijvoorbeeld 0,2 of 0,5 MW flexibel vermogen. Wij gaan in deze studie echter uit van een doelmatig budget van 18.000 €/MWh flexibele transportcapaciteit. Dit komt grofweg overeen met 10% van de jaarlijkse kosten van een batterijsysteem of inkoop van 40 uur flexibiliteit van een redispatchmarkt, uitgaande van gemiddelde kosten van 400 €/MWh. Als er meer flexibiliteit ingekocht dient te worden, is de vereiste compensatie niet mogelijk binnen de financiële grens.



3.2.5 Gaan batterijen de afname piek daadwerkelijk verhogen?

De modellering van de batterijen in deze studie biedt inzicht in hoe groot de kans is dat batterijen zullen bijdragen aan afnamenetcongestie. Daarvoor kijken we naar de inzet van batterijen op de day-aheadmarkt ten opzichte van de onbalansmarkt. De prijs op de day-aheadmarkt is hoog als er meer vraag is dan aanbod, de batterij zal dan normaliter ontladen. De prijs op de onbalansmarkt kan op dat moment echter hoger zijn, waardoor de batterij op dat moment juist zal laden. Dit betekent dat er extra afname op het elektriciteitsnetwerk plaatsvindt, terwijl er al netcongestie voor afname is.

Uit de resultaten blijkt dat batterijen vaak wel zouden laden vanwege de prijzen op de onbalansmarkt op momenten met hoge vraag en potentieel afnamecongestie. Dit zijn uren dat de batterijen potentieel aan netcongestie zullen bijdragen, ook afhankelijk van de precieze lokale situatie. De resultaten zijn weergegeven in Tabel 3.

Tabel 3 - Aantal uren kans op bijdragen aan afnamenetcongestie door inzet op onbalansmarkt

Uren per jaar ongunstige inzet op onbalansmarkt - kans op congestie veroorzaken	2025	2030
Totaal aantal uren per jaar	1.000	1.000
Totaal aantal uren in januari en december	200	250

Liander heeft data aangeleverd van twee willekeurige onderstations met netcongestie voor afname. We zien voor onderstations, waar we niet over kunnen publiceren, hetzelfde effect. Voor deze stations hebben we bepaald hoeveel uur er hoge netbelasting is (groter dan 90% van de capaciteit). Daarnaast hebben we bepaald of er op die piekuren batterijen potentieel laden vanwege de prijs op de onbalansmarkt en daarmee potentieel aan netcongestie zullen bijdragen. De resultaten zijn weergegeven in Tabel 4.

Tabel 4 - Uren dat inzet van batterijen op onbalansmarkt additionele afnamenetcongestie kan veroorzaken

	Uren met piekbelasting op station	Aantal uren potentiële ongunstige inzet op onbalansmarkt 2023	Aantal uren potentiële ongunstige inzet op onbalansmarkt tijdens uren met piekbelasting
Station A	330	1.000	70
Station B	1.900	1.000	210

Uit deze analyse komen sterke indicaties naar voren dat er relatief veel uren in het jaar zijn waarbij inzetten op de onbalansmarkt kan resulteren in afnamenetcongestie. We schatten in dat dit 100 tot 300 uur per jaar is. Dit betekent dat het toevoegen van batterijen op een onderstation kan resulteren in hogere piekbelasting en netcongestie, oftewel geen neutraal effect hebben.

4 Businesscaseanalyse

Deze businesscase-analyse is uitgevoerd volgens dezelfde methode als de studie ‘Omslagpunt grootschalige batterijsystemen’ (CE Delft, 2022). De inputparameters zijn geüpdatet, onder andere met nieuwe prognoses van de energieprijzen. In dit hoofdstuk lichten we eerst de aannames toe voor de modellering, de kosten en de marktanalyses. Vervolgens lichten we vanaf Paragraaf 4.4 de resultaten toe.

4.1 Algemene aannames

4.1.1 Type en grootte batterijsystemen

We rekenen verschillende varianten door van een gridbatterij. Een gridbatterij is een standalonesysteem, zonder andere vraag of opwek. Bij het bepalen van het vermogen en de capaciteit richten we ons op de batterijtypes waarvoor nu veel aanvragen gedaan worden bij de netbeheerders.

We definiëren daarom vier typen batterijen die we als casus meenemen in deze studie:

1. **Een 2-uurs gridbatterij van 20 MW:** een 20 MW-/40 MWh-systeem dat aangesloten is op het netwerk van de regionale netbeheerder (20-50 kV).
2. **Een 4-uurs gridbatterij van 20 MW:** hetzelfde als Variant 1, maar dan met 80 MWh opslagcapaciteit. De kosten zijn hoger, maar de opbrengsten zullen ook hoger zijn.
3. **Een 2-uurs gridbatterij van 400 MW:** een 400 MW-/1600 MWh-systeem aangesloten op het netwerk van de landelijke netbeheerder (220 of 380 kV).
4. **Een 4-uurs gridbatterij van 400 MW:** hetzelfde als Variant 3, maar dan met 1.600 MWh opslagcapaciteit.

De batterijen kunnen handelen op de verschillende markten en zijn in de referentiesituatie aangesloten op het elektriciteitsnetwerk met een standaard (firm) ATO.

4.1.2 Investeringsmoment

We gaan uit van een investering in 2025 en een levensduur van vijftien jaar. De investeringskosten liggen vast op het moment van investeren en zijn dus over de hele afschrijvingsduur constant. De opbrengsten variëren echter over de levensduur.

4.2 Kosten

De kosten van het batterijsysteem bestaan uit de investerings- en onderhoudskosten van de batterij zelf, en de eenmalige en jaarlijkse kosten voor de netaansluiting.

4.2.1 Investerings- en onderhoudskosten batterij

De jaarlijkse kosten voor afschrijving en onderhoud van de batterij staan in Tabel 5. De investeringskosten van de batterij hebben we gebaseerd op kostenschattingen van de NREL (Cole et al., 2021). De kostendaling bij grotere batterijen en het verschil in kostprijs bij een andere opslagcapaciteit hebben we gebaseerd op twee andere studies van de NREL (NREL, 2020, 2022). Conform onze vorige studie gaan we uit van een WACC⁷ van 8%, en

⁷ WACC betekent ‘weighted average cost of capital’. Dit percentage reflecteert de jaarlijkse kosten voor een investering.



vaste operationele kosten van 2,5% van de investeringskosten per jaar (CE Delft, 2022). De afschrijftermijn van de batterij is gelijk aangenomen aan de technische levensduur van vijftien jaar (Cole et al., 2021).

Tabel 5 - Jaarlijkse investerings- en onderhoudskosten per batterijvariant

Batterij	Capaciteit	Kosten per kWh	Kosten totaal	Kapitaallasten	O&M-kosten
20 MW, 2 uur	40 MWh	€ 310	12 M€	1,5 M€/j	0,31 M€/j
20 MW, 4 uur	80 MWh	€ 255	20 M€	2,4 M€/j	0,51 M€/j
400 MW, 2 uur	800 MWh	€ 257	205 M€	24 M€/j	5,1 M€/j
400 MW, 4 uur	1.600 MWh	€ 211	340 M€	39 M€/j	8,4 M€/j

4.2.2 Netaansluiting

De netaansluiting is een eenmalige investering ('Eenmalige aansluitvergoeding - EAV'). De kosten voor de netaansluiting hangen af van het spanningsniveau, het vermogen en de afstand tot het dichtstbijzijnde onderstation (kabel lengte). Alle netbeheerderskosten zijn het afgelopen jaar sterk gestegen, we rekenen met de meest actuele kosten uit de tarievenbesluiten van 2023. We vertalen de investering naar jaarlijkse kosten met een afschrijftermijn van vijftien jaar en een WACC van 8%. De kosten van de netaansluiting zijn weergegeven in Tabel 6.

Tabel 6 - Kosten netaansluiting

Batterij	Netvlak	Kabellengte	Kosten aansluiting	Kosten meerlengtekabel	Totale investering	Jaarlijkse kosten
20 MW, 2 uur	HS (110/150 kV)	500 m	0,65 M€	0,21 M€	0,86 M€	0,10 M€/j
20 MW, 4 uur						
400 MW, 2 uur	EHS (380 kV)	1.000 m	13 M€	8,5 M€	22 M€	2,5 M€/j
400 MW, 4 uur						

4.2.3 Jaarlijkse nettarieven

Naast de eenmalige investering zijn er jaarlijkse kosten verschuldigd voor het onderhoud en het gebruik van de aansluiting: vastrecht, de periodieke aansluitvergoeding, en het transportafhankelijk nettariaf (kW contract en kW max). We gaan uit van de kosten voor 2023, zoals gepubliceerd in de tarievenbesluiten. In Paragraaf 4.5.1 gaan we dieper in op een eventuele verdere stijging van de nettarieven.

De netkosten zijn weergegeven in Tabel 7. Met name de kW-contract en de kW_{max} zijn fors.

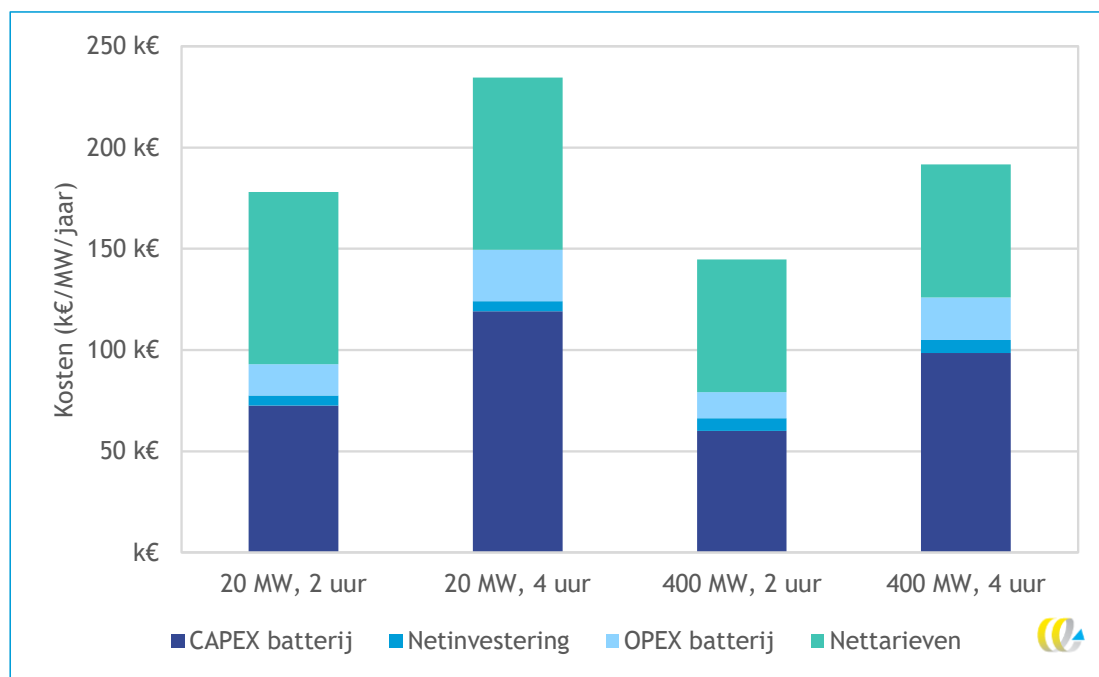
Tabel 7 - Jaarlijks nettariaf

Batterij	Vastrecht	PAV	kW contract	kW max	Totale jaarlijkse kosten
20 MW, 2 uur	2,8 k€/j	22 k€/j	700 k€/j	970 k€/j	1,7 M€/j
20 MW, 4 uur					
400 MW, 2 uur	12 k€/j	480 k€/j	11 M€/j	15 M€/j	26 M€/j
400 MW, 4 uur					

4.2.4 Totale kosten

Alle kostencomponenten zijn samen weergegeven in Figuur 8. De investeringskosten zijn duidelijk hoger voor de 4-uursbatterijen ten opzichte van de 2-uursbatterijen en de grotere 400 MW-batterijen zijn duidelijk goedkoper dan de 20 MW-batterijen. Verder valt op dat de eenmalige kosten voor de netaansluiting zeer gering zijn, maar dat de jaarlijks terugkerende nettarieven juist een fors deel van de kosten beslaan.

Figuur 8 - Jaarlijkse kosten van de batterijsystemen, per eenheid vermogen



4.3 Modelling prijzen en inzet per markt

In deze studie richten we ons op de aFRR, onbalansmarkt en day-aheadmarkt.

De resultaten van onze berekening zijn afgestemd met verschillende experts uit het veld en zijn een goede benadering van de daadwerkelijke inkomsten van het batterijsysteem.

4.3.1 Congestie

De congestiemanagementmarkt (het redispatchproduct binnen congestiemanagement) zien we niet als een losstaande markt, maar als een vergoeding voor gemiste inkomsten, doordat er niet ingezet kan worden op andere markten. Batterijen hebben wel inkomsten uit congestiemanagement, maar daar staan lagere inkomsten op andere markten tegenover. Er zijn dus netto geen additionele inkomsten uit congestiemanagement.

4.3.2 Day-aheadmarkt (APX)

De day-aheadmarkt wordt ook wel de APX-markt genoemd, naar de Amsterdam Power Exchange die vroeger de markt faciliteerde. Voor de modellering van de day-aheadmarkt is het model 'Powerflex' gebruikt.⁸ Dit model berekent de prijs van de day-ahead-elektriciteitsmarkt per uur, gebaseerd op verschillende aannames. Een belangrijke input zijn de prijzen van gas, kolen en CO₂, zie Tabel 8.

Tabel 8 - Commodityprijzen, gebruikt voor de modellering van de day-ahead (APX)-markt en de resulterende gemiddelde elektriciteitsprijs

Commodity	Eenheid	2025			2030		
		Laag	Midden	Hoog	Laag	Midden	Hoog
Gas	€/MWh	€ 30	€ 50	€ 90	€ 20	€ 45	€ 80
Kolen	€/ton	€ 80	€ 130	€ 305	€ 60	€ 120	€ 280
CO ₂	€/ton	€ 70	€ 100	€ 120	€ 60	€ 120	€ 280
Elektriciteit	€/MWh	€ 80	€ 121	€ 185	€ 57	€ 100	€ 159

De prijzen in het laag- en het middenscenario komen overeen met het laag- en middenscenario uit de Klimaat en energieverkenning (KEV) 2022. De hoge prijzen zijn voor CO₂ gebaseerd op het hoog-scenario uit de KEV 2022 (PBL, 2022). Voor gas en kolen is ook gekeken naar de prijzen van futures voor 2025 en daarna.

De inkomsten uit de day-aheadmarkt staan weergegeven in Tabel 9. Batterijen met vier uur capaciteit hebben ongeveer anderhalf keer zo hoge inkomsten als batterijen met twee uur capaciteit.

Tabel 9 - Inkomsten uit de day-ahead (APX)-markt

Batterij	2025			2030		
	Laag	Midden	Hoog	Laag	Midden	Hoog
20 MW, 2 uur	0,8 M€	1,2 M€	2,3 M€	0,9 M€	1,6 M€	2,6 M€
20 MW, 4 uur	1,2 M€	1,9 M€	3,5 M€	1,4 M€	2,4 M€	3,8 M€
400 MW, 2 uur	16 M€	24 M€	46 M€	19 M€	33 M€	52 M€
400 MW, 4 uur	25 M€	38 M€	70 M€	28 M€	48 M€	75 M€

4.3.3 Intraday

De intradaymarkt is niet gemodelleerd, omdat er geen publieke prijsdata beschikbaar is. De intradaymarkt zit tussen de day-aheadmarkt en de onbalansmarkt/aFRR in. De onbalans wordt deels al op de intraday opgelost, alleen het laatste stukje komt op de onbalans terecht. De prijzen op de intraday zijn lager dan op de onbalans, maar het voordeel voor de batterijexploitant is dat een intradaydeal van tevoren zekerheid geeft, terwijl het afwachten is wat de onbalansprijs is. De intradaymarkt zal wat extra inkomsten kunnen geven, maar dit zal gering zijn.

⁸ Voor meer informatie over het model: [CE Delft: Het Powerflex Model](#).

4.3.4 Vrijwillige onbalansmarkt

Partijen kunnen ook zonder deel te nemen aan de aFRR een bijdrage leveren om de onbalans in het net te verkleinen. TenneT stelt daarvoor een near realtime-prijssignaal voor op- en afregelen beschikbaar. Deze vrijwillige bijdrage om de onbalans te verkleinen wordt vaak ‘de onbalansmarkt’ genoemd, hoewel het niet echt een markt is.

De prijs van de onbalansmarkt is gelijk aan de duurste ingeschakelde asset op de aFRR. De inkomsten op de onbalansmarkt zijn gebaseerd op de historische onbalansprijzen in 2021. De batterij laadt en ontladst in het model aan de hand van de regeltoestand van TenneT en kijkt daarbij niet vooruit of er later een betere prijs is, in het echt is dat namelijk ook niet van tevoren bekend. De inkomsten uit de onbalans staan in Tabel 10.

Tabel 10 - Inkomsten op de onbalansmarkt

Batterij	2025 Laag	2025 Midden	2025 Hoog	2030 Laag	2030 Midden	2030 Hoog
20 MW, 2 uur	2,2 M€	3,3 M€	5,0 M€	1,6 M€	2,7 M€	4,3 M€
20 MW, 4 uur	2,8 M€	4,2 M€	6,4 M€	2,0 M€	3,5 M€	5,5 M€
400 MW, 2 uur	43 M€	65 M€	99 M€	31 M€	54 M€	85 M€
400 MW, 4 uur	56 M€	84 M€	130 M€	40 M€	70 M€	110 M€

4.3.5 Combinatie day-ahead en onbalans

We modelleren een gestapelde businesscase met de day-aheadmarkt en de onbalansmarkt. Het uitgangspunt hierbij is de inzet op de day-aheadmarkt. Op de uren dat de batterij niet actief handelt op de day-aheadmarkt kan deze worden ingezet op de onbalansmarkt. De inkomsten zullen hoger liggen dan alleen handel op de day-aheadmarkt, maar mogelijk wel lager dan alleen handel op de onbalansmarkt.

4.3.6 aFRR

De aFRR zou een winstgevende markt kunnen zijn voor batterijen, maar batterijen komen niet in aanmerking voor de lucratieve capaciteitsvergoeding met de huidige regels van TenneT. Dit komt doordat een partij om deel te nemen aan de aFRR-markt 24 uur moet kunnen leveren of afnemen, dat kan een batterij niet met dat vermogen. TenneT is voornemens de tijdsblokken aan te passen naar 4 uur, waardoor een 4-uursbatterij kan zou kunnen deelnemen.

De aFRR wordt als tweede dienst ingeschakeld bij vermogensafwijkingen, zodat de FCR weer beschikbaar komt om nieuwe afwijkingen op te vangen. Er zijn twee inkomensstromen mogelijk bij de aFRR: de capaciteitsvergoeding en inkomsten uit energiebiedingen.

Inkomsten uit energiebiedingen

De energiebieding is een bieding per kwartier, waarin partijen aangeven hoeveel ze willen ontvangen om op te regelen of af te regelen. Bij een onbalans in het net worden de biedingen geactiveerd op volgorde van laagste prijs. Iedereen die wordt ingezet, krijgt de prijs van de hoogste bieding (‘pay as cleared’). Deze prijs is dezelfde prijs als op de vrijwillige onbalansmarkt. De inkomsten uit energiebiedingen zijn dan ook bepaald op 90% van de maximale winst die de batterij op de onbalansmarkt kan halen. De 90% is een correctie, omdat niet alle energiebiedingen geactiveerd zullen worden.

De prijzen van de onbalans zijn afkomstig van het dataplatform van TenneT (lopend). Uit historische data blijkt dat er een verband zit tussen de jaargemiddelde day-aheadprijs en de jaargemiddelde prijs voor op- en afregelen op de aFRR: de prijs voor opregelen is gemiddeld 1,49 keer de day-aheadprijs, voor afregelen is dit 0,43. De inkomsten uit de aFRR voor 2025 en 2030 lopen dan ook mee met de gemiddelde gemodelleerde prijs voor de day-aheadmarkt.

Inkomsten uit capaciteitsvergoeding

De capaciteitsvergoeding is er om partijen te verplichten om voor ieder kwartier van de volgende dag energiebidningen in te dienen. Partijen kunnen hun vermogen aanbieden voor een prijs per MW per kwartier. Als zij de goedkoopste zijn, betaalt TenneT de geboden prijs ('pay as bid') en dient de partij energiebidningen in.

Batterijen komen **niet** in aanmerking voor de capaciteitsvergoeding. In het aFRR-handboek van TenneT staat dat *“tenzij de [batterij] de capaciteit heeft om de volledige contractperiode te leveren, de [batterij] niet aan de markt voor gecontracteerde aFRR kan deelnemen”*. Navraag bij TenneT leert dat batterijen alleen een laag vermogen mogen aanbieden voor de capaciteitsvergoeding, zodat zij 24 uur lang in één richting kunnen leveren. Batterijen die een hoger vermogen aanbieden, komen niet door TenneT's pre-kwalificatieproces en zijn dus uitgesloten van deelname aan de capaciteitsmarkt. Batterijen die onderdeel zijn van een groter portfolio zijn wel toegestaan, maar alleen in aanvulling op assets die wél 24 uur lang kunnen leveren (in de praktijk: thermische centrales). Deze assets nemen nu ook al deel aan de capaciteitsveilingen voor aFRR en het batterijvermogen mag niet additioneel worden aangeboden. De toevoeging van een batterij levert dus geen extra inkomsten op uit de capaciteitsvergoeding, maar kan wel leiden tot lagere kosten door optimalisatie van het portfolio als geheel.

We bepalen toch de theoretische inkomsten door de capaciteitsvergoeding, omdat de veiling voor aFRR in de toekomst mogelijk per vier uur gaat. Mogelijk kunnen batterijen dan wel deelnemen. We hebben de inkomsten uit de capaciteitsvergoeding door te kijken naar de prijzen uit 2021 (ENTSO-E, lopend). We nemen aan dat de batterij zo wordt ingeboden dat er vier uur lang in één richting geleverd kan worden. Voor een 2-uursbatterij is dit beide kanten op voor een kwart van het vermogen, voor een 4-uursbatterij is dat de helft.

Totale inkomsten aFRR

De inkomsten uit de capaciteitsvergoeding en de energievergoeding zijn weergegeven in Tabel 11. De capaciteitsvergoeding is aanzienlijk ten opzichte van de energievergoeding. De energievergoeding is sterk afhankelijk van de gemiddelde elektriciteitsprijzen.

Tabel 11 - Inkomsten uit de aFRR

Batterij	Capaciteitsvergoeding	Energievergoeding					
		2025 Laag	2025 Mid	2025 Hoog	2030 Laag	2030 Mid	2030 Hoog
20 MW, 2 uur	1 M€/j	1,9 M€/j	2,9 M€/j	4,8 M€/j	1,4 M€/j	2,4 M€/j	3,8 M€/j
20 MW, 4 uur	2 M€/j	2,5 M€/j	3,7 M€/j	5,8 M€/j	1,8 M€/j	3,1 M€/j	4,9 M€/j
400 MW, 2 uur	20 M€/j	39 M€/j	59 M€/j	90 M€/j	28 M€/j	49 M€/j	77 M€/j
400 MW, 4 uur	40 M€/j	50 M€/j	75 M€/j	110 M€/j	36 M€/j	63 M€/j	99 M€/j

4.3.7 FCR

De FCR is verzadigd en nieuwe batterijen kunnen geen winst meer behalen op de FCR.

De Frequency Containment Reserve is de eerste dienst die TenneT inschakelt bij afwijkingen in de netfrequentie. TenneT contracteerde in 2022 116 MW aan FCR. Batterijen zijn al geruime tijd rendabel op de FCR. Het totaal geïnstalleerde vermogen aan batterijen in Nederland nadert de totale marktomvang van de FCR. We nemen dus aan dat er geen nieuwe batterijen meer bij kunnen op de FCR.

4.4 Resultaten businesscase

We bespreken nu de resulterende businesscase van batterijsystemen van twee uur en van vier uur.

4.4.1 2-uursbatterijen

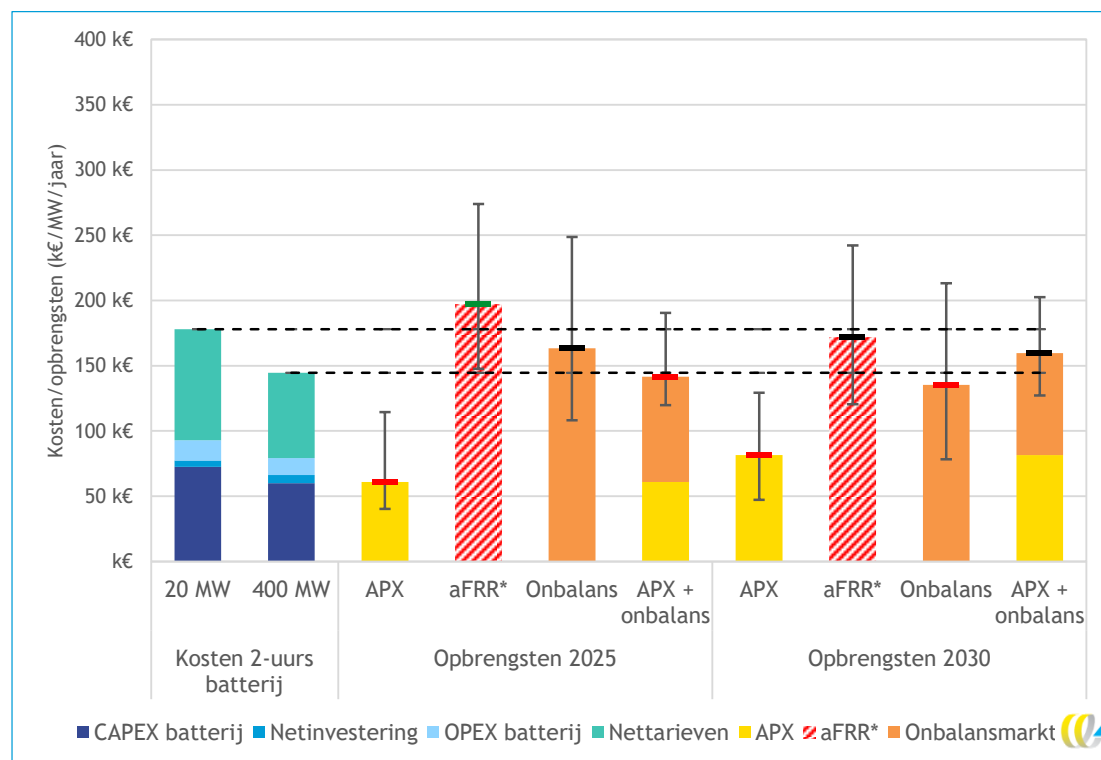
De kosten en opbrengsten van de batterijvarianten met een opslagcapaciteit van twee uur staan weergegeven in Figuur 9.

Op de **onbalansmarkt** zijn de batterijen in 2025 waarschijnlijk rendabel, maar alleen als de elektriciteitsprijs niet te ver onder de 50 €/MWh zakt. In 2030 zijn de inkomsten op de onbalansmarkt door dalende elektriciteitsprijzen onvoldoende om de batterij rendabel te houden.

Op de **day-aheadmarkt** worden batterijen alleen rendabel bij zeer hoge gasprijzen, nog boven het hoog-scenario. De day-aheadmarkt kan mogelijk wel lucratief gecombineerd worden met de onbalansmarkt.

Op de **aFRR** zouden de batterijen (zeer) rendabel kunnen zijn, als de regels zouden worden aangepast, zodat batterijen mogen deelnemen. De goede rentabiliteit komt met name door de lucratieve capaciteitsvergoeding.

Figuur 9 - Businesscase van 2-uursbatterijen, weergegeven per MW batterijcapaciteit per jaar



De horizontale zwarte stippellijnen geven de kosten van de batterijsystemen weer. De onzekerheidsbalken geven de inkomsten in het laag- en hoog-scenario weer.

* FRR-markt is op dit moment nog niet geschikt voor batterijen.

4.4.2 4-uursbatterijen

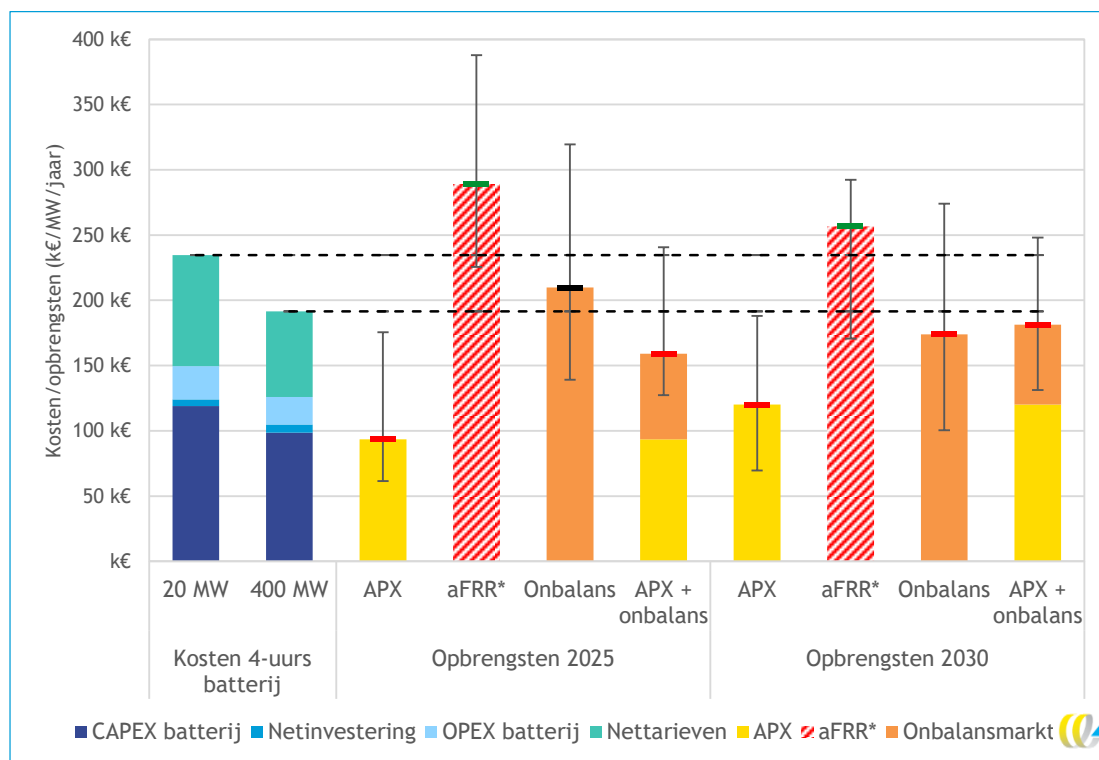
De kosten en inkomsten van 4-uursbatterijen zijn weergegeven in Figuur 10.

De kosten van 4-uursbatterijen liggen duidelijk hoger dan die van de 2-uursbatterijen. De inkomsten zijn ook hoger. De 2-uursbatterij is in totaliteit echter voordeliger, omdat de additionele kosten hoger zijn dan de inkomsten. De verschillen zijn relatief beperkt. De conclusies voor 4-uursbatterijen zijn in grote lijnen hetzelfde als die voor 2-uursbatterijen, daarom behandelen we hier alleen de verschillen.

Op de aFRR komen 4-uursbatterijen beter uit de verf dan 2-uursbatterijen, omdat ze een hogere capaciteitsvergoeding kunnen incasseren én hogere inkomsten behalen uit de energiebidningen.

Op de combinatie van APX en onbalans hebben 4-uursbatterijen wat lagere inkomsten dan 2-uursbatterijen. De 4-uursbatterij wordt door zijn grotere capaciteit meer uren ingezet op de minder lucratieve APX en minder op de onbalansmarkt.

Figuur 10 - Businesscase van 4-uursbatterijen, weergegeven per MW batterijcapaciteit per jaar



De horizontale zwarte stippellijnen geven de kosten van de batterijsystemen weer. De onzekerheidsbalken geven de inkomsten in het laag- en hoog-scenario weer.

* aFRR-markt is op dit moment nog niet geschikt voor batterijen.

4.5 Onzekerheidsanalyse

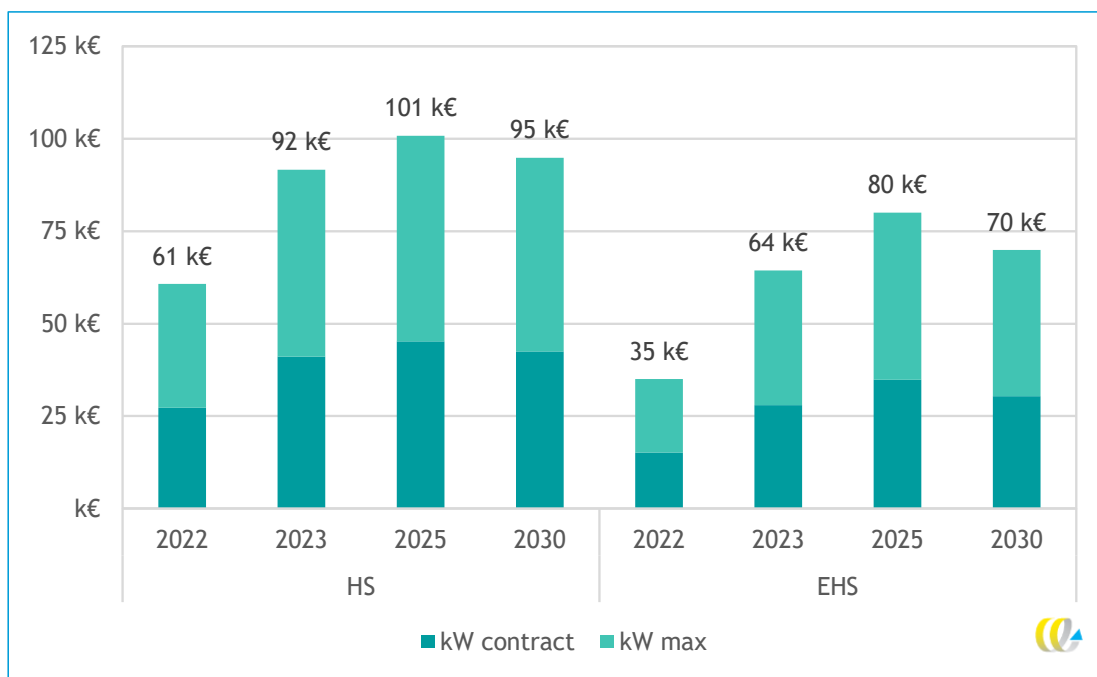
4.5.1 Transportafhankelijk nettatarief

Het transportafhankelijk nettatarief (kW contract en kW max) wordt gebruikt om netverzwaring te financieren, maar ook om de energiekosten voor het netverlies te betalen. Deze tarieven zijn van 2022 op 2023 sterk gestegen. De tarieven zijn voor HS-klienten gestegen met 51% en voor EHS-klienten zelfs met 84%. Deze stijging is voor het grootste gedeelte echter toe te wijzen aan de gestegen elektriciteitsprijzen door gastekorten in Noordwest-Europa ten gevolge van de wegvallende aanvoer vanuit Rusland: de ACM geeft aan dat 41 van de 51 procentpunten van de stijging op HS-niveau hiertoe terug te leiden is, op EHS-niveau is dat 71 van de 81 procentpunten.

De nettatarieven zijn echter ook gestegen door de stijgende netinvesteringen. Deze investeringen zullen de komende jaren verder oplopen door de voornemens van netbeheerders om het tempo van netverzwaring verder op te voeren. Tegenover de kosten voor uitbreiding staan echter ook stijgende inkomsten door meer klienten en grotere contractvermogens. Het effect van stijgende netinvesteringen op de nettatarieven is daarmee onzeker.

Voor toekomstige jaren kan het nettatarief dan ook weer dalen als de energieprijzen dalen. Dit hebben we inzichtelijk gemaakt door te bepalen hoeveel de energieprijzen is gestegen over de referentieperiode en dit te relateren aan de door ACM gerapporteerde tariefstijging door de energieprijzen. Voor toekomstige jaren trekken we deze lijn door, waarbij we de nettatarieven relateren aan de gemodelleerde gemiddelde day-aheadprijs voor 2025 en 2030. Het resultaat is weergegeven in Figuur 11.

Figuur 11 - Projectie van de nettarieven ten gevolge van de energieprijzen (exclusief eventuele stijging door investeringen)



Na de stijging in 2023 zullen de tarieven naar verwachting nog verder doorstijgen, maar na 2025 zullen ze ook weer dalen door dalende energieprijzen. Het nettatarief van 2023 is daarmee een redelijke indicatie voor de nettarieven over de looptijd van de batterij.

4.6 Marktomvang en verwachte volume batterijen

We hebben de omvang van de verschillende markten bepaald om in te kunnen schatten welk volume aan batterijen mogelijk rendabel wordt. De methode hiervoor staat omschreven in het achtergrondrapport van de studie ‘Omslagpunt grootschalige batterijopslag’ (CE Delft, 2022). De resultaten staan gepresenteerd in Tabel 12.

Tabel 12 - Overzicht markten voor batterijen

Markt	Maximale marktomvang	Gekozen marktomvang voor batterijen	Relevante batterijen
FCR	~100 MW in NL, 100 MW-capaciteit voor Nederland kan ingevuld worden binnen de volledige EU.		Geïnstalleerd volume batterijen in Nederland nadert totale marktomvang. De markt is dus bijna verzadigd met batterijen.
aFRR	<i>Maximale</i> ingekochte aFRR: 2 GW in 2025, 3 GW in 2030.	<i>Gemiddelde</i> ingekochte aFRR: 700 MW in 2025, 1000 MW in 2030.	Markt is nu nog niet geschikt voor batterijen vanwege de verplichte beschikbaarheid van 24 uur, terwijl de meeste batterijen voor één tot vier uur capaciteit beschikbaar hebben. Markt wordt in de toekomst mogelijk aangepast.
Onbalans	Een derde van voorspelfout in <i>maximale</i> vraag/opwek: 700 MW in 2025, 1.200 MW in 2030	Een derde van voorspelfout in <i>gemiddelde</i> vraag/opwek: 250 MW in 2025, 500 MW in 2030	Markt is zeer geschikt voor batterijsystemen. Mogelijk is er bij BRP in portfoliomanagement nog meer additioneel vermogen te realiseren.
Intraday	Twee derde van voorspelfout in <i>maximale</i> vraag/opwek: 1.400 MW in 2025, 2.300 MW in 2030.	2/3 van voorspelfout in <i>gemiddelde</i> vraag/opwek: 500 MW in 2025, 1000 MW in 2030	Markt is geschikt voor batterijsystemen. Opbrengsten niet exact berekend vanwege gebrek aan publieke marktdata, maar de baten zullen tussen de baten op de onbalans en day-ahead markt liggen.
Day-ahead	<i>Maximale</i> afwijking in residuele vraag ten opzichte van 8-uursgemiddelde: 11 GW in 2025, 15 GW in 2030.	Twee cycli per dag op afwijking in residuele vraag ten opzichte van 8-uurs-gemiddelde: 1,5 GW in 2025, 2,0 GW in 2030.	De day-aheadmarkt is geschikt voor batterijen maar kent relatief lagere baten dan de andere balancerings- en energiemarkten.
Congestie (redispach)		Nu ongeveer 500 MW, toekomstig onzeker.	Batterijen kunnen goed deelnemen aan dit congestiemanagementproduct, zowel binnen een congestiegebied als daarbuiten, om de tegen-gestelde actie mogelijk te maken en zo balans te handhaven.
Blind vermogen	Onzeker		TenneT kent te hoge spanning in haar netwerk en koopt daarvoor in een gesloten-boekveiling blindvermogencompensatie in. De grootte en prijzen op deze markt zijn onbekend.
Verzwaren tenzij	Onzeker		Tot nu toe heeft het Afwegingskader Verzwaren tenzij nog niet geleid tot de ontwikkeling van batterijsystemen. 'Verzwaren tenzij' is onderdeel van de beleidsmaatregel 'Aanbesteding net-beheerders' in deze studie.
Achter de meter (bij netcongestie)	Onbekend, maar mogelijk significant		Commerciële partijen zullen achter de meter mogelijk batterijen installeren om zo meer elektriciteit te kunnen gebruiken, ondanks netcongestie in het gebied. Veel van deze projecten vinden onder de radar plaats en de toekomstige ontwikkeling is onzeker.

Met de voorspelde prijzen en marktopzet zijn alleen de FCR en onbalansmarkt rendabel, goed voor zo'n 350 MW in 2025 en 600 MW in 2030. Bij een veranderende marktopzet kan de aFRR daar nog bijkomen, goed voor een additionele 700-1.000 MW. Resumerend verwachten we zo'n 0,5 tot 2 GW aan rendabele batterijcapaciteit bij de huidige marktopzet en het huidige beleid voor de gemodelleerde markten.

De blindvermogencompensatiemarkt is onbekend, aangezien dit een gesloten-boekmarkt is van TenneT. Mogelijk kan er binnen het portfolio van BRP additioneel vermogen gerealiseerd worden voor het weggeregelen van onbalans, maar dit is onzeker.

4.6.1 Conclusies businesscase

Batterijen hebben vrij hoge (investerings)kosten en het is niet eenvoudig om voldoende inkomsten te genereren om de batterij rendabel te krijgen. Het transportafhankelijk net-tarief is een grote factor in de kosten. Batterijen zijn nu al rendabel in te zetten op de FCR-markt. Tegen 2025 zijn grote batterijen waarschijnlijk ook rendabel op de vrijwillige onbalansmarkt, al hangt dat ook van de prijsontwikkelingen af. Op de FCR- en onbalansmarkt verwachten we een rendabel vermogen van zo'n 350 MW in 2025 en 600 MW in 2030.

De aFRR-markt zou ook rendabel zijn door de capaciteitsvergoeding, maar marktregels verhinderen nu de deelname van stand-alonebatterijen aan de capaciteitsveilingen. Batterijen zouden wel aan de capaciteitsveiling deel kunnen nemen bij een aanpassing van de gecontracteerde periode van 24 uur naar 4 uur, zoals bijvoorbeeld in Duitsland. Als dit niet mogelijk is, kan er geen additionele capaciteitsvergoeding opgehaald worden met batterijen en is er geen rendabele businesscase. Als de aFRR-markt rendabel wordt, is er een potentieel rendabel vermogen van richting de 2 GW. Een aanpassing van de aFRR-markt naar vier uur vergroot de kans dat deze batterijen in het systeem geïmplementeerd worden.

Er is een beperkt verschil tussen de businesscase tussen batterijen met twee uur opslagcapaciteit en vier uur opslagcapaciteit. De hogere kosten voor een 4-uursbatterij worden op iedere markt ook deels gecompenseerd door navenant hogere inkomsten. Afhankelijk van de markt is de 4-uursbatterij 10.000 tot 30.000 €/MW/jaar duurder. Voor congestie zijn batterijen met meer capaciteit wenselijk, zodat ook langer durende overbelasting verholpen kan worden.

5 Effectbeoordeling huidig beleid

5.1 Firm-aansluiting

Toelichting firm-aansluiting

Een firm-aansluiting is het referentiescenario. Dit referentiescenario gebruiken we om het effect van de beleidsvarianten op businesscase en het netwerk te bepalen. Als een batterij een firm-aansluiting aanvraagt, wordt zowel een aansluiting voor afname als voor invoeding aangevraagd. De netbeheerder moet dan toetsen of er voor beide richtingen voldoende transportcapaciteit beschikbaar is. De netbeheerder beoordeelt dit, gebaseerd op de maximale gemeten piek, inclusief toekomstige prognoses, en het totale gevraagde transportvermogen. Het houdt er voor de nieuwe aanvraag geen rekening mee of de batterij op het moment van de piekaanvraag daadwerkelijk stroom zal afnemen of invoeden, maar kijkt alleen of er ruimte is voor het totale vermogen. Als er een directe aansluiting op een station vereist is, moet er ook nog een vrij veld beschikbaar zijn.

Als er geen netcapaciteit beschikbaar is, komt de aanvraag in de wachtrij. De netbeheerder gaat het netwerk uitbreiden en op een bepaald moment komt er additionele capaciteit vrij. Als er capaciteit vrijkomt, wordt de wachtrij aangesloten op volgorde van aanvraag.

Het is op dit moment maar beperkt duidelijk waar netcapaciteit beschikbaar is. Er bestaat een [capaciteitskaart van de netbeheerders](#) en een kaart in de PDOK-viewer met [beschikbare capaciteit op het elektriciteitsnet](#). Het tweede geeft per station van de regionale netbeheerder de beschikbare capaciteit nu en over drie, vijf en tien jaar). De prognose is gebaseerd op voorspelmodellen van de netbeheerder. Het houdt geen rekening met de beschikbare capaciteit op het TenneT-netwerk. Dit is een van de redenen waarom er veel aanvragen gedaan worden voor batterijprojecten, waar slechts een beperkt gedeelte door zal gaan. Bedrijven zijn op zoek naar locaties voor nieuwe projecten en de beschikbare netcapaciteit daar.

Effectbeoordeling firm-aansluiting

Een firm-aansluiting stuurt een batterij niet in de inzet, maar wel op locatie, doordat alleen een firm-aansluiting gerealiseerd kan worden. Hoofdstuk 3 gaat in op de huidige situatie en in Paragraaf 3.2 specifiek op de relatie tussen batterijen en netcongestie. Uit deze analyse blijkt dat wij verwachten dat het grootste gedeelte, ongeveer 80%, van de batterijprojecten buiten congestiegebieden en dus met een firm-aansluiting gerealiseerd zullen worden. Uiteindelijk zullen veel gebieden wel congestie kennen, deels gedreven doordat er batterijen met een relatief groot vermogen ten opzichte van de beschikbare capaciteit aangesloten wordt. We voorzien daarom dat de firm-aangesloten batterijen later in de tijd alsnog zullen bijdragen aan congestie, onder andere doordat de financiële grens van congestiemanagement niet voldoende compensatie zal bieden voor batterijen om de uren met netcongestie te compenseren.

Een firm-aansluiting scoort goed op 'non-discriminatoire' omdat alle aangesloten gelijk behandeld worden. We zien dat een batterij zowel het net gebruikt en bijdraagt aan een piek voor opwek als afname, dus vinden we het terecht dat het zowel als opwekker als afnemer behandeld wordt. Het draagvlak verschilt sterk onder de verschillende stake-

holders. De firm-aansluiting is het huidige beleid en daardoor onze referentie, waardoor er geen effecten zijn op kosteneffectiviteit, businesscase en belemmeringen en snelheid van implementatie.

Tabel 13 - Beoordeling firm-aansluiting

Criteria	Beoordeling
Netimpact	-- Met een firm-aansluiting wordt niet gewaarborgd dat een batterij netcongestie voorkomt of oplost. Uit analyse blijkt dat netcongestie verergert door handel op onbalans.
Sturing op locatie	± Indirect vindt er sturing plaats, doordat er alleen firm-aansluitingen gerealiseerd worden waar geen netcongestie is.
Non-discriminatoir	+ Een firm-aansluiting discrimineert niet doordat iedereen gelijk behandeld wordt. Er valt echter ook te argumenteren dat variabele tarieven voor aangeslotenen met een variabel netgebruik beter voldoen aan het non-discriminatoirprincipe.
Kosteneffectiviteit	Aangezien dit de referentiesituatie is, is er geen effect op kosteneffectiviteit, aangezien we dit beoordelen ten opzichte van een verandering van een firm-aansluiting.
Businesscase batterijen	De firm-aansluiting is ook de referentie voor de businesscase.
Draagvlak stakeholders	± Netbeheerders: weinig draagvlak, willen batterijen netneutraal aansluiten. Batterijexploitanten: voorkeur voor firm-aansluiten vanwege duidelijkheid en zekerheid, maar ontevredenheid over nettarieef.
Belemmeringen en snelheid implementatie	Huidig beleid.
Overige maatschappelijke effecten	Geen geïdentificeerde additionele effecten.

5.2 Congestie management

We lichten in deze paragraaf eerst de financiële grens van congestie management toe in relatie tot batterijen. Vervolgens lichten we in Paragraaf 5.2.2 en 5.2.3 de twee producten toe en voeren we een beoordeling uit.

Binnen congestie management zijn er twee producten, die, naar onze mening, beide voor verschillende typen projecten toegepast zullen worden:

1. **Redispatchmarkt:** dit product zal vooral gebruikt worden door batterijen buiten congestiegebieden om de tegengestelde actie te leveren die vereist is om congestie op te lossen. We voorzien niet dat de congestie markt veel ingezet zal worden voor batterijen binnen een congestiegebied. Er zal te veel onzekerheid zijn voor de netbeheerder over de beschikbaarheid en prijs per moment om te garanderen dat batterijen netcongestie-neutraal acteren.
2. **Capaciteitsbeperkingscontract (CBC):** dit product zal vooral toegepast worden binnen een congestiegebied. Buiten een congestiegebied zullen exploitanten de voorkeur geven aan een firm-aansluiting. Binnen een congestiegebied maakt een CBC het wel mogelijk voor de exploitant om aan te sluiten en de CBC geeft de netbeheerder zekerheid over het contract.

Onder specifieke voorwaarden (beschreven in Artikel 13, lid 3) mag er niet-marktgebaseerde flexibiliteit ingezet worden. Er wordt dan tegen gereguleerde tarieven flexibiliteit ingekocht en aangeslotenen zijn verplicht deze te leveren tegen gereguleerde tarieven. Dit is een stok achter de deur, zodat flexibiliteit altijd ontsloten wordt.

5.2.1 Analyse financiële grens congestiemanagement

CE Delft verwacht dat batterijen niet ingezet zullen worden binnen congestiemanagement om netcongestie op te lossen omdat de financiële grens (zeker als deze doelmatig wordt gehanteerd) onvoldoende is. Netcongestieneutraal acteren, oftewel de batterij compenseren om niet tijdens de piek te acteren, zal afhankelijk van de hoeveelheid uren netcongestie in het gebied in sommige situaties wel mogelijk zijn.

Via 2 MW netcapaciteit kan 17.520 MWh getransporteerd worden. Met de huidige gereguleerde maximumgrens van 150% kan daarbij maximaal 0,5 MW flexibel vermogen ontsloten worden om zo additionele klanten aan te sluiten. Met een maximumbedrag van 1,02 €/MWh is het totale budget voor een netvlak van 2 MW dus € 17.870 per jaar. De netbeheerder mag daar maximaal 1 MW flexibel vermogen voor inkopen (vanwege de technische grens), maar zou dat budget theoretisch ook mogen besteden aan bijvoorbeeld 0,2 of 0,5 MW flexibel vermogen. Er is dus geen grens op het bedrag per MW dat uitgegeven wordt, maar alleen de totale uitgave.

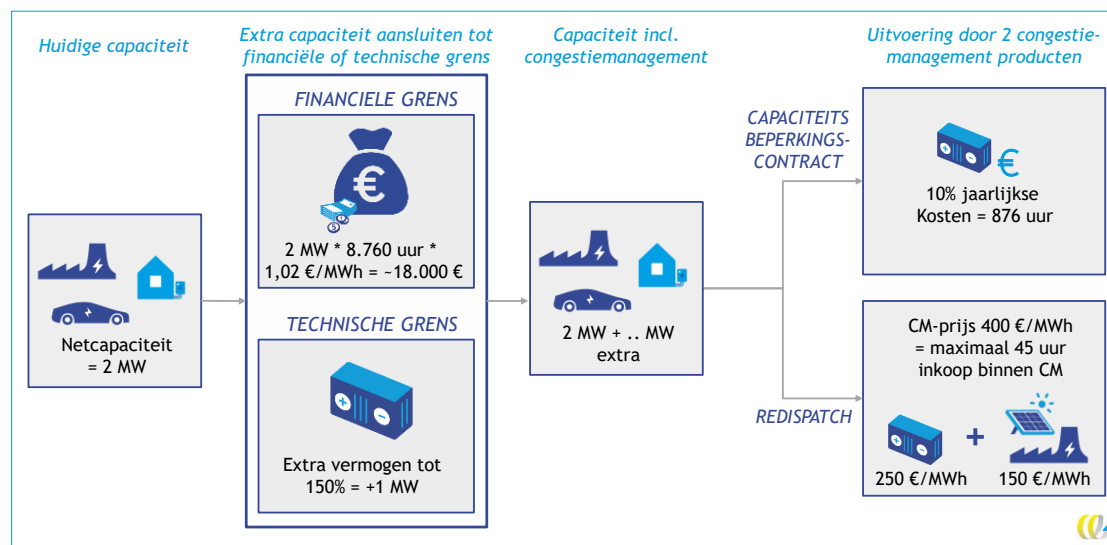
In deze studie proberen we te bepalen of de prijs die betaald kan worden voor congestiemanagement voldoende is om een batterijexploitant te compenseren. We richten ons daarbij op de prijs van € 17.870 per MW flexibel vermogen, omdat dit het maatschappelijk wenselijk bedrag is.

Een bedrag van € 18.000 is ongeveer 10% van de kosten van een batterij. Daarmee valt te beargumenteren dat een CBC gesloten kan worden met een beperking van maximaal 876 uur. Dit is het maximale aantal uren dat volgens onze inschatting afgekocht kan worden. De vraag is of exploitanten dit een aantrekkelijke optie vinden, als niet duidelijk is wat de effecten van de beperking op de langetermijn-businesscase zijn.⁹

We schatten dat voor een batterij de gewenste vergoeding ongeveer 250 €/MWh is binnen een redispatchmarkt. Doordat de batterij op dat moment niet laadt, moet de netbeheerder bijvoorbeeld een product betalen om minder energie te produceren en zo te balanceren. We schatten hiervoor een bedrag in van 150 €/MWh. Dit betekent dat met een redispatchprijs van 400 €/MWh en een budget van € 18.000, via redispatch slechts 40 uur ingekocht kan worden. Een redispatchprijs van 400 €/MWh is gebaseerd op huidige prijzen, zoals beschreven in Paragraaf 5.2.3.

⁹ Voorbeeld: als een batterij overdag niet mag opladen, kan het 's avonds geen winst maken door op een duur moment de stroom te verkopen. Dit geldt vooral voor de day-aheadmarkt. Op de balanceringsmarkten kan vaak wel ingeboden worden.

Figuur 12 - Methode congestiemanagement



Of congestiemanagement haalbaar is, wordt mede bepaald over hoeveel uren congestie dus optreedt. TenneT heeft in haar congestieonderzoek voor Noord-Brabant bepaald dat er inclusief congestiemanagement in totaal 27.947 GWh getransporteerd zou worden, waarvan 11,4 GWh ook daadwerkelijk tot netcongestie leidt. Dit is een percentage van 0,041%, oftewel slechts vier vollasturen per jaar.

Budget is een totaalbudget; geen eis voor doelmatigheid

Het bedrag van ongeveer 18.000 €/MW is het gemiddelde budget als er daadwerkelijk 150% van de technische transportcapaciteit wordt aangesloten door flexibel vermogen. Dit is geen grens die de netbeheerders hanteren, maar wel een goede indicatie van het beschikbare gemiddelde budget. De 18.000 €/MW is in onze ogen eigenlijk het doelmatige bedrag volgens de regels van congestiemanagement. Het totale beschikbare bedrag is echter niet gekoppeld aan de hoeveelheid flexibel vermogen. Er is geen koppeling tussen het totale bedrag en het extra vermogen dat aangesloten wordt. Deze keuze is bewust gemaakt bij de invoering van congestiemanagement, onder andere om de eerste flexibiliteitsaanbieders te laten deelnemen en de markt op gang te brengen. Dit betekent dat de netbeheerder voor de eerste kW of MW flexibel vermogen een veel hoger bedrag mag betalen dan deze 18.000 €/MW. Ook binnen de redispatchmarkt is er geen maximumbedrag dat per kWh betaald dient te worden.

Als het totale maximumbedrag eenmaal bereikt is, kan de netbeheerder geen additioneel flexibel vermogen meer inkopen. Het kan dus zijn dat de financiële grens bereikt wordt als er slechts 25% flexibel vermogen ingekocht is; het maximumbedrag is dan 36.000 €/MW flexibel vermogen. Als de financiële grens echter wordt bereikt doordat een batterij wordt aangesloten met een CBC, kan er geen additioneel vermogen aangesloten worden. Het kan dus zijn dat er in het voorbeeld van Figuur 12 voor 0,2 MW additioneel vermogen aangesloten kan worden voordat de financiële grens bereikt is, en dat 0,8 MW van de batterij niet gecontracteerd kan worden. Als er geen batterij was gevestigd in het gebied, had er 0,8 MW additioneel vermogen aangesloten kunnen worden. Kort door de bocht: als de financiële grens bereikt wordt door de batterij, heeft deze netcongestie veroorzaakt.

Tekstbox 1 - Congestion charge

Congestion charge is in deze studie niet in detail onderzocht, maar is wel een mogelijke additionele oplossingsrichting die de werking van congestiemanagement kan verbeteren. Congestion charge is een aanpassing van het huidige congestiemanagement. Het conceptproduct wordt nu uitgedacht in onder andere het Landelijk Actieprogramma Netcongestie. Het basisprincipe is dat degene die de piekbelasting betalen ook de congestie fee betalen. Dit betekent dat de prijs van congestiemanagement niet gesocialiseerd wordt via de algemene tarieven, zoals nu gebeurt. In plaats daarvan worden de kosten direct doorgerekend naar de partijen die elektriciteit verbruiken op het moment dat congestiemanagement ingezet moet worden om de netcongestie op te lossen in dat netvlak. Daarmee ontstaat een sterke prikkel van enkele tientallen tot honderden euro's per MWh om netcongestieneutraal te acteren. Het idee is dat daarmee de markt zelf de schaarse transportcapaciteit kan verdelen binnen een netvlak.

In het Landelijk Actieprogramma Netcongestie wordt gepleit voor een onderzoek naar de mogelijkheid om congestiecharge voor afname in te voeren, en te verkennen wat de wenselijkheid en mogelijkheden zijn voor afname. In kwartaal van 2023 wordt op zijn vroegst de verdere analyse gedeeld.

Het belangrijkste discussiepunt is eerlijkheid. Partijen die in congestiegebieden gevestigd zijn, zullen wel betalen, terwijl partijen in gebieden zonder congestie geen additionele kosten zullen kennen. Daar komt bij dat partijen zonder flexibiliteit wel worden geraakt, maar nu eenmaal weinig kunnen aanpassen aan het elektriciteitsverbruik. Dit geldt ook zeker voor niet-flexibele partijen die al gevestigd waren in het gebied voordat congestie ontstond. Daarnaast is de complexiteit en daardoor ook transparantie van deze maatregel een belangrijke aandachtspunt.

REMIT - EU-verordening over markthandel

In EU-verordening 1227/2011 is een verbod op handel met voorwetenschap en marktmanipulatie opgenomen. In relatie met congestiemanagement betekent dit dat een marktpartij niet een andere prijs mag inbieden op de energiemarkten, omdat hij verwacht binnen congestiemanagement voor een gunstige prijs gecontracteerd te kunnen worden. Als het biedingsgedrag van een partij verandert door de mogelijkheid deel te nemen aan congestiemanagement, kan dat manipulatie zijn. Partijen zijn dus verplicht om op de normale manier te acteren en alleen gecompenseerd te worden voor hun daadwerkelijke gemiste inkomsten binnen congestiemanagement. Partijen moeten handelen zonder te anticiperen op netcongestie en mogen dus biedingsprijzen niet aanpassen gebaseerd op de verwachting om ingezet te worden binnen congestiemanagement. REMIT verplicht de partijen die de markten faciliteren om verdachte transacties te melden en dienen dus controles uit te voeren. De ACM kan REMIT handhaven.

5.2.2 Capaciteitsbeperkingscontract

Toelichting capaciteitsbeperkingscontract

Het capaciteitsbeperkingscontract (CBC) is een nieuw product binnen congestiemanagement. De relevante wijzigingen in de netcode zijn officieel ingegaan per 25 november 2022 (Bijlage 12 bij Artikel 9.1, lid 1) en de eerste contracten zullen begin 2023 gesloten worden. Het CBC biedt veel ruimte om zelf de contractafspraken vorm te geven. De netbeheerder heeft standaard contractvormen voor opwekkers en afnemers ontwikkeld.

Het omvat twee standaard vormen:

1. Vaste beperking transportvermogen op vaste periodes: gedurende bepaalde uren van de dag is er een bepaald vermogen wel of niet beschikbaar.
2. Variabele beperking: de netbeheerder legt day-ahead een beperking op van de contractcapaciteit.

Een aangeslotene kan betaald worden via een vaste vergoeding en/of een vergoeding, afhankelijk van de opgelegde beperking. Deze variabele vergoeding kan per dag dat een beperking heeft plaats gevonden zijn of per MW per uur. Voor opwek kan ook een vaste vergoeding per MWh opgenomen worden, een compensatie voor SDE++ of compensatie voor garanties van oorsprong.

Het totale bedrag voor congestie is gelimiteerd op 8.935 €/MW-transportcapaciteit. De technische grens is 50% van de totale capaciteit. Wij interpreteren daarmee dat dit een doelmatig bedrag betekent van 18.000 €/MW-flexibele transportcapaciteit per jaar. Dit is ongeveer 10% van de totale jaarlijkse kosten van een batterij. Dit betekent dat potentieel een beperking van ongeveer 800 uur per jaar opgelegd kan worden voor dit bedrag. De netbeheerder mag echter ook additioneel flexibel vermogen aansluiten tegen een veel hogere prijs binnen de huidige regels van congestiemanagement.

Een knelpunt voor een CBC zien we in de combinatie met een verdienmodel op de aFRR-markt. Deze markt vereist een beschikbaarheid van de volledige dag. Een eventuele belemmering betekent automatisch dat er geen capaciteitsvergoeding verworven kan worden. De aFRR-markt sluit één dag van tevoren om 9:00 uur 's ochtends. Dit betekent dat, om in te kunnen bieden op de aFRR-markt, daarvoor duidelijkheid moet zijn over een eventuele beperking van de capaciteit binnen de CBC.

Effectbeoordeling capaciteitsbeperkingscontract

Een capaciteitsbeperkingscontract is zeer geschikt om netcongestieneutraal te acteren en potentieel ook netcongestie op te lossen, maar het budget is onvoldoende naar verwachting. We zien het wel als een kosteneffectieve maatregel, ook al is er geen grens per MW. Er is draagvlak en potentieel een zekerdere businesscase voor batterijexploitanten, maar beide zijn afhankelijk van de gemaakte afspraken.

Tabel 14 - Beoordeling capaciteitsbeperkingscontract

Criteria	Beoordeling	
Netimpact	+	Met een CBC kan voorkomen worden dat een batterij netcongestie verder vergroot (congestieneutraal). Het is nu niet mogelijk om te zorgen dat congestie wordt opgelost.
Sturing op locatie	±	Met een CBC vindt geen directe sturing op locatie plaats. Locaties met netcongestie worden wel aantrekkelijker, aangezien de relatieve beperking minder is.
Non-discriminatoir	+	Een CBC is een vrijwillige keuze door een aangeslotene met flexibiliteit. Partijen met flexibiliteit krijgen wel voorrang op een aansluiting zonder flexibiliteit. Daarnaast is het CBC-profiel afhankelijk van de lokale situatie, oftewel andere netgebruikers. Een CBC voldoet aan de non-discriminatoir-eisen maar is potentieel wel oneerlijk tussen verschillende partijen met een CBC.

Criteria	Beoordeling	
Kosteneffectiviteit	±	Het bedrag van 18.000 €/MW transportcapaciteit reflecteert naar onze mening de netkosten, maar de maatschappelijke kosten van netcongestie zijn naar verwachting hoger. Er is daarnaast geen doelmatigheidseis, waardoor het betaalde bedrag aan een partij veel hoger kan zijn.
Businesscase batterijen	+	De businesscase van batterijen blijft ongeveer gelijk; binnen congestiemanagement is de vergoeding een compensatie en mag geen extra winst gemaakt worden. Wel biedt de CBC in potentie zekere inkomsten, wat de financierbaarheid kan verbeteren.
Draagvlak stakeholders	+	Er is breed draagvlak voor deze oplossing. Voor exploitanten is vooral duidelijkheid over het profiel van de CBC belangrijk.
Belemmeringen en snelheid implementatie	++	Deze maatregel is al ingevoerd. De artikelen in de Netcode zijn zeer globaal, waardoor aanpassingen in onderlinge contractvormen snel mogelijk zijn.
Overige maatschappelijke effecten		

Een vergelijking tussen het capaciteitsbeperkingscontract en non-firm-capaciteit (NFC) is opgenomen in Textbox 2 in Paragraaf 7.1. Beide producten lijken op elkaar maar kennen relevante verschillen.

5.2.3 Redispatchmarkt

Toelichting redispatchmarkt

De redispatchmarkt is het tweede product binnen het huidige congestiemanagement. TenneT gebruikt deze markt al intensief via GoPACS. De regionale netbeheerders zijn volgens de Code Congestiemanagement sinds 1 november 2022 verplicht om congestiemanagement toe te passen en klanten aan te sluiten tot minstens 110% van de netcapaciteit. De regionale netbeheerders rollen de redispatchmarkt de komende maanden verder uit.

Bij redispatch geeft de netbeheerder aan dat op een bepaald moment in de toekomst netcongestie zal ontstaan. Verschillende marktpartijen in het congestiegebied kunnen aanbieden om hun elektriciteitsverbruik aan te passen. De netbeheerder contracteert de benodigde flexibiliteit tegen de laagste prijs, oftewel volgens een biedladder. De balans op het elektriciteitsnetwerk moet wel behouden blijven. Daarom wordt er buiten het congestiegebied dezelfde hoeveelheid energie gecontracteerd, maar in de andere richting. Als er afnamenetcongestie is, worden er via de redispatchmarkt één of meerdere partij(en) gecontracteerd die minder afnemen of meer produceren. De netbeheerder contracteert vervolgens een partij buiten het congestiegebied om meer af te nemen of te produceren, waarmee balans gehandhaafd wordt.

Tabel 15 toont de gehandelde volumes en marktprijs door TenneT, de regionale netbeheerders hebben slecht enkele tientallen MWh verhandeld. Wat opvalt is de enorme fluctuatie in verhandelde totale hoeveelheid energie. Er is een sterke groei zichtbaar in de zomer van 2021, die relatief gestaag doorgroeit. Een absolute piek wordt bereikt in januari 2022, waarna in de rest van 2022 er extreem weinig volume wordt verhandeld. De gemiddelde prijs over maanden met relatief veel volume is ongeveer 300 tot 400 €/MWh. Dit is de prijs tussen de biedingen voor de koop- en verkooporders van elektriciteit.

Tabel 15 - Redispatchvolume en prijs voor TenneT

	Totale uitgave TenneT (€)	Totale energie (€/MWh)	Gemiddelde spreadprijs (€/MWh)
December 2022	€ 21.422.549	51.406	€ 417
November 2022	€ 2.657.015	5.181	€ 513
Oktober 2022	€ 421.036	609	€ 691
September 2022	€ 498.308	751	€ 663
Augustus 2022	€ 336.091	449	€ 749
Juli 2022	€ 1.745.688	2.937	€ 594
Juni 2022	€ 115.430	182	€ 636
Mei 2022	Geen data beschikbaar		
April 2022	€ 1.507.983	4.729	€ 319
Maart 2022	€ 850.955	2.783	€ 306
Februari 2022	€ 2.475.546	8.484	€ 292
Januari 2022	€ 27.495.904	104.422	€ 263
December 2021	€ 13.226.102	32.143	€ 411
November 2021	€ 11.985.418	41.135	€ 291
Oktober 2021	€ 5.505.972	18.219	€ 302
September 2021	€ 9.466.773	23.528	€ 402
Augustus 2021	€ 716.366	3.154	€ 227
Juli 2021	€ 1.384.822	9.885	€ 140
Juni 2021	€ 1.714.857	10.216	€ 168
Mei 2021	€ 737.884	3.464	€ 213
April 2021	€ 36.081	152	€ 238
Maart 2021	€ 85.924	435	€ 198
Februari 2021	€ 140.711	597	€ 236
Januari 2021	€ 13.565	71	€ 192

Effectbeoordeling vergroten redispatchmarkt

De redispatchmarkt kan de pieken weggelaten, mits er een liquide markt aanwezig is. Naar verwachting wordt de toepassing kleiner als er grote vermogens additionele flexibiliteit aangesloten worden. Voor batterijen zien we meer toegevoegde waarde in een capaciteitsbeperkingscontract, omdat het zekerheid geeft aan de netbeheerder en de batterijexploitant.

Tabel 16 - Effectbeoordeling redispatchmarkt

Criteria	Beoordeling	
Netimpact	±	De redispatchmarkt maakt naar verwachting het betrouwbaar netcongestieneutraal acteren of congestie oplossen van batterijen niet mogelijk, aangezien batterijen niet altijd opgeladen zijn of voldoende capaciteit hebben.
Sturing op locatie	-	Met de redispatchmarkt vindt geen sturing op locatie plaats.
Non-discriminatoire	++	Deelname aan de redispatchmarkt is een vrije keuze en heeft geen discriminatoire karakter.
Kosteneffectiviteit	±	Het bedrag van 18.000 €/MW transportcapaciteit reflecteert naar onze mening de netkosten, maar de maatschappelijke kosten van netcongestie zijn naar verwachting hoger. Er is daarnaast geen doelmatigheidseis, waardoor het betaalde bedrag aan een partij veel hoger kan zijn.
Businesscase batterijen	±	De businesscase van batterijen blijft ongeveer gelijk; binnen congestiemanagement is de vergoeding een compensatie en mag geen extra winst gemaakt worden.
Draagvlak stakeholders	+	Er is breed draagvlak voor deze oplossing.
Belemmeringen en snelheid implementatie	++	Deze maatregel is al ingevoerd.
Overige maatschappelijke effecten		

5.3 Conclusie knelpunten huidige situatie en huidig beleid

Congestieneutraal acteren en oplossen van netbelasting en netcongestie

We concluderen uit onze analyses in Paragraaf 3.2 dat batterijen netcongestie niet kunnen oplossen, vanwege de volgende argumenten:

- Technisch is überhaupt al de vraag, want de capaciteit moet voldoende zijn om de pieken op te lossen. Een 4-uursbatterij is onvoldoende om alle pieken op te lossen, terwijl dat de maximale energie-inhoud is die naar verwachting wordt gerealiseerd de komende jaren.
- Het oplossen van netcongestie vereist een enorm hoge inzet van de batterij (1.000 tot 6.000 uur per jaar). De batterij moet op het juiste moment de pieken compenseren (afhankelijk van het netvlak, maar bijvoorbeeld 200 of 2.000 uur per jaar), datzelfde geldt voor het aantal uren opladen vooraf en ook moet hij enkele uren beschikbaar zijn rond de uren dat de netcongestie daadwerkelijk opgelost moet worden. Al die tijd kan de batterij niet acteren om te handelen op de balanceringsmarkten.
- Budget van congestiemanagement is zeker niet genoeg om batterijen te compenseren voor het oplossen van netcongestie.

Tekstbox 2 - Aantal uren inzet batterij voor oplossen van netcongestie

Het oplossen van netcongestie heeft een grote impact op de businesscase van de batterij, voornamelijk omdat er veel vollasturen nodig zijn. Dit heeft de volgende redenen:

- Op momenten met netcongestie moet de batterij ontladen in het geval van afnamenetcongestie, om netcongestie daadwerkelijk op te lossen.
- Op een ander moment moet de batterij laden. Dit kan niet net voor het moment dat congestie ontstaat. Ten eerste kan dit niet omdat op die momenten de netbelasting vaak al hoog is, dus opladen zou tot netcongestie leiden. Daarnaast moet er enige veiligheidsmarge ingebouwd worden als netcongestie eerder ontstaat. Het oplossen van één uur netcongestie zal dus gemiddeld twee uur of meer extra inzet vereisen voor tijdig opladen.
- Na het oplossen van netcongestie is de batterij vaak ver leeg, omdat pieken vaak relatief lang duren ten opzichte van de energie-inhoud van batterijen. Daardoor moet er eerst weer opgeladen worden voordat flexibiliteit geleverd kan worden met het ontladen van batterijen. Ook het leveren van flexibiliteit door te laden is beperkt, aangezien de netbelasting vaak nog hoog is, dus de batterij soms niet met het volledige vermogen kan laden.

De beperking voor het oplossen van netcongestie is dus minimaal drie keer het aantal uur per jaar dat er netcongestie is.

Het voorkomen van extranetcongestie batterijen is logischerwijs technisch mogelijk door batterijen op die momenten niet te laten acteren (congestieneutraal acteren). De batterij moet op momenten met piekbelasting simpelweg niet acteren. Het zal per netvlak verschillen of het budget binnen congestiemanagement voldoende is om batterijen te compenseren voor gemiste inkomsten. Dit hangt vooral sterk af van het aantal uren per jaar dat de inzet van batterijen beperkt moet worden.

Batterijen zullen met het huidige beleid de piekbelasting verhogen en daarmee op sommige netvlakken netcongestie veroorzaken of verergeren, net zoals andere aangeslotenen. Batterijen doen dit doordat ze acteren op onbalansmarkten, waardoor ze ongeveer 1.000 uur per jaar in potentie de afnamepiek verder zullen verhogen. Nieuwe batterijenprojecten zullen voornamelijk volgen in gebieden zonder netcongestie, waardoor ze een firm-aansluiting verkrijgen. Congestie zal op heel veel plekken voorkomen de komende jaren in Nederland. Als batterijen zich vestigen in een gebied, wordt die kans alleen maar groter, omdat batterijen een relatief hoog vermogen hebben ten opzichte van de capaciteit van het netvlak. De netbeheerder heeft in haar netplanning ook (bijna) nooit rekening gehouden met de realisatie van een batterij. Daarmee komt er dus een groot additioneel extra vermogen bij, waardoor de kans op netcongestie in dat gebied toeneemt.

Effectbeoordeling en aanbevelingen huidig beleid

Met congestiemanagement is nog weinig ervaring, maar de contractvormen zijn zeer geschikt voor het congestieneutraal laten acteren van batterijen. Zoals echter aangegeven, verwachten we dat voor veel netvlakken het budget onvoldoende is om te waarborgen dat partijen netcongestieneutraal acteren en niet bijdragen aan netcongestie. Daardoor zullen batterijen niet gecompenseerd kunnen worden binnen de huidige financiële grens, als het budget doelmatig besteed wordt. De netbeheerder mag theoretisch het volledige budget gebruiken om een klein additioneel vermogen aan te sluiten, maar dit is niet kosteneffectief en zou door de ACM dus beoordeeld kunnen worden als inefficiënte kosten.

Voor congestiemanagement komen we tot enkele aanbevelingen voor mogelijke herzieningen of aanpassingen:

- We adviseren om de financiële grens van congestiemanagement te herzien en te baseren op de kosten van netcongestie, in plaats van op de kosten van netverzwaring. Door een batterij te kunnen compenseren, is netverzwaring in dat netdeel pas later nodig en kan de netbeheerder haar schaarse middelen ergens anders inzetten. Een verhoging van de financiële grens zal leiden tot een hoger maximaal budget en dus naar verwachting hogere kosten voor de netbeheerder. Dit is een belangrijk aandachtspunt voor de financiële positie van de netbeheerder, hoogte van de tarieven en manier waarop dit afgewenteld wordt op aangesloten (zoals via de nettarieven of een congestion charge).
- We adviseren om een bepaalde doelmatigheidseis op te nemen voor de financiële grens. Nu is er een totaalbudget beschikbaar, dat de netbeheerder kan uitgeven, maar kan dit theoretisch toegepast worden om een zeer klein extra vermogen aan te sluiten en daar dus veel voor te betalen.
- Deelname aan congestiemanagement is verplicht, maar er vindt nu, voor zover bekend, geen directe controle plaats. Dit is de verantwoordelijkheid van de netbeheerder, en de ACM kan toezicht houden op de netbeheerder. Er zijn nu weinig garanties dat partijen met flexibiliteit hier ook daadwerkelijk aan deelnemen. Handhaving van deelname aan congestiemanagement kan verder uitgewerkt worden, zodat duidelijker is hoe gewaarborgd wordt dat alle partijen deelnemen. Daarnaast is duidelijke communicatie naar partijen nodig. Deze actie is onderdeel van het Landelijk Actieplan Netcongestie.
- Voor het überhaupt mogelijk maken van het oplossen van netcongestie moeten nog enkele organisatorische belemmeringen weggenomen worden. Ten eerste moet vermogen (zoals batterijen mogelijk) niet opgenomen worden als transportvermogen binnen congestiemanagement. Anders wordt de financiële grens van 150% bereikt zonder extra vermogen aan te kunnen sluiten. Daarnaast dient een aparte contractvorm ontwikkeld te worden.
- Een CBC in combinatie met handelen op de aFRR-markt is nu niet aantrekkelijk. Dit is een aandachtspunt, aangezien veel batterijen potentieel rendabel worden op deze markt.

In het huidige overheidsbeleid wordt niet gestuurd op de locatie van batterijen. Daarnaast is er geen sturing op de businesscase met bijvoorbeeld subsidiëring of andere financiële ondersteuning. Ook is er geen sturing op versnelde realisatie van projecten met bijvoorbeeld de vergunningsprocedures. In het additioneel beleid zullen we kijken naar deze mogelijke beleidsthema's.


We zijn voorstander van het proactief uitvragen en contracteren van flexibiliteit. Daarmee kan er veel sneller geschakeld worden als congestie ontstaat en kan de periode van congestiemanagementonderzoek verkort worden. Daardoor kunnen eerder partijen weer aangesloten worden. TenneT is in 2022 al een landelijke uitvraag gestart (TenneT, 2022b).

6 Additioneel beleid - domein overheid

Dit hoofdstuk omschrijft en beoordeelt de beleidsmaatregelen in het domein van de overheid: bindend ruimtelijk beleid en subsidies voor netcongestie. We lichten per maatregel toe hoe deze uitgewerkt kan worden en voeren per maatregel een effectbeoordeling uit.

Figuur 13 - Overzicht beleidsmaatregelen

BELEID BATTERIJEN VOOR NETCONGESTIE		
Huidig beleid	Additioneel beleid domein overheid	Additioneel beleid domein netbeheerders en ACM
1. Firm-aansluiting	4. Bindend ruimtelijk beleid	6. Non-firm-capaciteit
2. Capaciteitsbeperking contract	5. Subsidie voor netcongestie	7. Data inzicht netbeheerder
3. Redispatchmarkt		8. Aanbesteding door netbeheerder (verzwaren tenzij)
		9. N-1-gebruik voor batterijen
		10. Vrijstelling van transporttarieven



6.1 Bindend ruimtelijk beleid

Toelichting bindend ruimtelijk beleid

Met bindend ruimtelijk beleid mogen stand-alonebatterijen alleen nog ontwikkeld worden op door de overheid aangewezen locaties, die vastgelegd zijn in ruimtelijk beleid.

Batterijprojecten van meer dan 100 MW zouden onder regie van het Rijk komen te vallen, projecten tussen de 5 en 100 MW bij de provincies. Deze grenzen zijn dezelfde grenzen als die momenteel worden gehanteerd bij de coördinatie-regeling voor wind op land.

De voorkeurslocaties voor >100 MW kunnen worden vastgelegd in het Programma Energie Hoofdinfrastuctuur (PEH). De exacte locaties zouden in overleg met de netbeheerder bepaald kunnen worden, waarschijnlijk verspreid over Nederland en vlakbij hoogspanningsstations. Voor de uitvoering van dit ruimtelijk beleid is het nodig dat het Rijk de vergunningverlening overneemt van de gemeente middels de Rijkscoördinatie-regeling (RCR). Het PEH is namelijk zelfbindend voor het Rijk, maar niet voor lagere overheden. Vergunningverlening door het Rijk zorgt ook voor versnelling en voorspelbaarheid, doordat de procedures gecentraliseerd en gestandaardiseerd worden.

Voor de kleinere projecten (5 tot 100 MW) kan het Rijk in samenwerking met het IPO en de VNG-kaders opstellen voor de ruimtelijke inpassing van batterijprojecten en de vergunningverlening. Met de juiste kaders kan een goede inpassing en vlote vergunningsverlening bereikt worden, terwijl de verantwoordelijkheid bij de gemeente blijft liggen.

Effectbeoordeling coördinatie­regeling voor vergunningen

Sturing op locatie is op de korte termijn lastig en niet strikt noodzakelijk, maar op de lange termijn wellicht wel wenselijk. Op de korte termijn vragen batterijexploitanten netcapaciteit aan op vrijwel ieder hoogspanningsstation. Alleen waar capaciteit is, wordt de aanvraag toegekend. Zo wordt er al (impliciet) gestuurd op de beschikbaarheid van netcapaciteit. Op de lange termijn kan het wenselijk zijn om wel regie te voeren op de locaties van groot­schalige batterijen. Zo worden enerzijds ongewenste omgevingseffecten voorkomen en kunnen batterijen anderzijds gestuurd worden naar locaties waar ze vanuit netperspectief nodig zijn. Een eerste stap is batterijen onderdeel te laten zijn van het Programma Energiehoofdstructuur (PEH) en de ruimtelijke sturing daarop aan te merken als van nationaal belang, zodat er een grondslag is om verdere sturing uit te werken.

Het is niet mogelijk om batterijen via de coördinatie­regeling te sturen naar locaties waar *nu* netcapaciteit beschikbaar is. De beschikbaarheid van netcapaciteit ontwikkelt zich erg snel, op een tijdsschaal van weken of maanden. De versleuteling van voorkeurslocaties in ruimtelijk beleid heeft veel langere doorlooptijden; maanden of jaren. Daardoor is op dit moment bindende ruimtelijk sturing via bijvoorbeeld de Rijkscoördinatie­regeling naar onze mening niet gewenst.

Tabel 17 - Beoordeling bindend ruimtelijk beleid

Criteria	Beoordeling
Netimpact	+ In overleg met de netbeheerder kunnen grote batterijen op de beste locatie in het net gezet worden om een congestieneutraal effect te hebben. Voor kleinere batterijen is dat niet mogelijk.
Sturing op locatie	++ Batterijen kunnen gestuurd worden naar locaties waar langjarig netcapaciteit beschikbaar is. Sturing op korte termijn is niet mogelijk.
Non-discriminair	± Gelijk speelveld voor batterijen onderling, omdat ze allemaal dezelfde restricties krijgen. In strikte zin is deze maatregel wel discriminair voor batterijen ten opzichte van andere assets, omdat veel andere assets wel vrije locatiekeuze hebben. Een dergelijke beperking is voor grote installaties echter gebruikelijk, zodat er niet sprake is van een oneigenlijke beperking.
Kosteneffectiviteit	+ Sturing op locatie heeft zeer beperkte kosten voor de overheid. De ontwikkelaar zal soms een minder gunstige locatie moeten accepteren, maar profiteert ook van extra snelheid.
Businesscase batterijen	± Exploitanten kunnen niet langer volledig vrij een locatie kiezen, maar profiteren wel van een kortere ontwikkeltijd. We verwachten geen significante effecten op de businesscase.
Draagvlak stakeholders	+ Exploitanten zijn positief over versnelling van procedures, maar mogelijk licht kritisch op beperking van mogelijke locaties.
Belemmeringen en snelheid implementatie	± De coördinatie­regeling is een bestaand instrument, batterijen kunnen snel toegevoegd worden. De ontwikkeling van ruimtelijk beleid zal langer duren.
Overige maatschappelijke effecten	+ Regie op locaties van batterijen voorkomt verrommeling van het landschap.

6.2 Subsidie voor (afname) netcongestie

Toelichting subsidie voor batterijen

We concluderen uit onze analyse van de huidige situatie, in Paragraaf 3.2, dat naar verwachting voor veel onderstations batterijen niet een geschikt oplossing zijn voor de afname van netcongestie. Batterijen kunnen afname van netcongestie wel voorkomen door op piekmomenten niet te acteren, oftewel congestieneutraal te acteren. We zien in relatie tot netcongestie drie mogelijke varianten van subsidie:

1. **Subsidie voor oplossen van afname netcongestie:** om netcongestie op te lossen, is een zo groot mogelijke batterijcapaciteit vereist en zijn vergaande contractvormen nodig om te garanderen dat de batterij altijd voldoende geladen/ontladen is en op het juiste moment juist acteert. Dit vereist dat de batterij veel vollasturen maakt voor het oplossen van netcongestie. Een subsidie dient er in te resulteren dat een batterij met die voorwaarden wordt gerealiseerd in een congestiegebied.
2. **Subsidie voor netcongestieneutraal:** een subsidie in combinatie met ander beleid om netcongestieneutraal te acteren, bijvoorbeeld een verplichte NFC. Het doel van de subsidie is dan om het verschil te compenseren tussen een businesscase met een firmaansluiting en een businesscase zonder netcongestie impact. Belangrijkste aandachtspunt is dat de toegevoegde waarde van zo'n batterij voor netcongestie dan beperkt is. De maatschappelijke waarde van niet acteren zien we echter als beperkt; er is voor het netwerk geen verschil met de situatie waarin er geen batterij zou zijn.
3. **Subsidie voor oplossing achter de meter:** een batterij (of andere techniek) kan er achter de meter voor zorgen dat een bedrijf wel kan groeien of elektrificeren met dezelfde aansluiting. De overheid zou deze oplossing kunnen subsidiëren.

Naast netcongestieneutraal of netcongestie oplossen is een andere belangrijke potentiële rol van batterijen het voorzien van leveringszekerheid; oftewel op nationale schaal vraag en aanbod matchen.

We lichten de vormgeving van zo'n subsidie verder toe in Paragraaf 6.2.1, inclusief de effectbeoordeling. Onze aanbevelingen voor een subsidie gericht op leveringszekerheid zijn opgenomen in Paragraaf 6.2.2.

6.2.1 Subsidie voor gridbatterijen voor netcongestie

Een subsidie voor afnamenetcongestie is naar onze mening alleen te verantwoorden als afnamenetcongestie opgelost kan worden door batterijen. In deze paragraaf kijken we naar subsidie van gridbatterijen, oftewel losstaande batterijen zonder additionele opwek of verbruik.

We zien twee primaire type subsidies die van toepassing kunnen zijn: 1) een investeringssubsidie en 2) een cap-and-floorsubsidie. We zien voor het ontwerp van subsidies in het algemeen een aantal aandachtspunten:

- Voor alle subsidiemechanismen gelden dat strenge eisen gesteld moeten worden om te garanderen dat de inzet van batterijen daadwerkelijk netcongestie heeft opgelost. Dit vereist controle, door de netbeheerder of uitvoeringsorganisatie, van de inzet van batterijen en de reactie op signalen van de netbeheerder.
- Het subsidiemechanisme moet techniekneutraal zijn (non-discriminatoir). Batterijen zullen daardoor concurreren met andere flexibiliteitsbronnen. Daarnaast dient het transparant en eerlijk vormgegeven te worden.

- Er dient een goede toets te zijn op kosteneffectiviteit. In onze ogen moeten, mits er onvoldoende netverzwaring gerealiseerd kan worden, de kosten van de subsidie vergeleken worden met de maatschappelijke kosten van netcongestie, oftewel: de misgelopen winst bij bedrijven en wellicht in de toekomst de maatschappelijke effecten in de gebouwde omgeving van netcongestie. Deze zijn significant hoger dan de kosten van netverzwaring.
- We pleiten voor een bepaald maximum, afhankelijk van de grootte van balanceringsmarkten en wellicht ook energiemarkten en wellicht de hoeveelheid netcongestie in Nederland.

De contractvorm voor het oplossen van netcongestie kan volgens ons goed vormgegeven worden binnen de kaders van congestiemanagement, bijvoorbeeld in een speciaal capaciteitsbeperkingscontract. Dit vereist wel aanpassingen in de systematiek, zoals beschreven in Paragraaf 5.2.2. Ook zou een NFC-contract hier mogelijk een oplossing voor zijn, maar dat zou ook nieuwe contractvormen en additioneel een aanpassing van de Netcode vereisen.

Investeringssubsidie

Een investeringssubsidie betekent dat vooraf een bedrag wordt vastgesteld, dat gesubsidiëerd wordt en volledig wordt uitgekeerd rond de realisatie van het project. Dit is eenvoudig uitvoerbaar en vereist geen additionele controles achteraf (naast de controle op de inzet van de batterij). Het vaststellen van het investeringsbedrag is erg lastig, aangezien de inkomsten van de batterij vooraf onmogelijk zijn om exact vast te stellen. Bij iedere subsidiëring van technieken zullen verschillen in kosten en inkomsten zijn, maar bij batterijen zijn de verschillen veel groter. Dit komt zowel doordat de ontwikkeling van de elektriciteitsmarkten onzeker is en dat het per batterij zal verschillen welke winsten op verschillende markten gemaakt worden.

Een klassieke methode voor het vaststellen van de hoogte van een investeringssubsidie, is het vaststellen van een bepaalde onrendabele top vermenigvuldigd met het aantal jaren dat de batterij ingezet zal worden. Dit bepaalt het volledige subsidiebedrag. Een mogelijk meer kosteneffectieve methode is het vormgeven van de investeringssubsidie volgens een bepaalde bieding. Partijen kunnen aangeven welk subsidiebedrag zij vereisen, bijvoorbeeld per MWh of MW. Vervolgens worden de meest kosteneffectieve projecten gerealiseerd.

Cap-and-floormechanisme

Een andere variant is een cap-and-floormechanisme, wat onder andere door de marktpartijen en TSO in Engeland als potentievolle beleidsmaatregel wordt gezien (Department for Business, 2022). De overheid stelt een minimum- en maximumbedrag in. Het minimumbedrag komt grofweg overeen met de jaarlijkse kosten van de batterij. Als de exploitant minder dan het minimumbedrag aan inkomsten verwerft, keert de overheid subsidie uit om de onrendabele top te compenseren. Als de exploitant meer verdient dan het maximumbedrag, dient de exploitant (een vast percentage van) de inkomsten boven het plafond af te dragen.

Dit subsidiemechanisme vereist meer controle. Jaarlijks dienen exploitanten hun kasstromen en totale omzet te presenteren. Na een validatie kan de subsidieverstrekker de eventuele subsidie of heffing vaststellen. Dit mechanisme garandeert dat er niet of beperkt over- of ondersubsidie plaatsvindt. Er is zekerheid voor de exploitant dat er een rendabele businesscase is en zekerheid voor de overheid dat er niet bovenmatige winsten worden gemaakt. Aan het cap-and-floormechanisme kunnen eisen verboden worden over de beschikbaarheid van de flexibiliteitsbron en de inzet in de tijd.

Effectbeoordeling subsidie voor afnamenetcongestie

We beoordelen subsidie voor batterijen gericht op afnamenetcongestie. Batterijen kunnen naar onze verwachting afnamenetcongestie dus niet oplossen, waardoor een subsidie netcongestie niet gaat oplossen maar wel kan waarborgen dat batterijen netcongestieneutraal acteren. Opweknetcongestie zal in een vervolgstudie onderzocht worden.

Tabel 18 - Beoordeling subsidie gridbatterijen voor netcongestie

Criteria	Beoordeling	
Netimpact	+	Batterijen kunnen afname netcongestie naar verwachting in veel gevallen niet oplossen. Een subsidie zal de netsituatie daarom niet verbeteren en door het additionele vermogen potentieel zelfs verslechteren. Met goede voorwaarden is een subsidie mogelijk waarbij netcongestieneutraal acteren gerealiseerd wordt.
Sturing op locatie	++	Sturing op locatie is met het mechanisme goed mogelijk.
Non-discriminatoir	+	Als de subsidie techniekneutraal wordt vormgegeven, is deze non-discriminatoir.
Kosteneffectiviteit	-	De kosteneffectiviteit hangt af van het type en de vormgeving van de subsidie. Een subsidie voor netcongestie oplossen is echter zeer duur en staat naar verwachting niet in verhouding met de baten. De maatschappelijke baten voor een subsidie met alleen een netcongestieneutraal effect zijn beperkt; er kunnen dan geen extra klanten aangesloten worden.
Businesscase batterijen	++	De businesscase van batterijen en de financierbaarheid (zekerheid) verbeteren sterk.
Draagvlak stakeholders	-	Een subsidie kent weinig draagvlak bij de overheidspartijen. Ook exploitanten zijn niet altijd positief, aangezien er potentieel additioneel vermogen gerealiseerd wordt wat potentieel onrendabel is en de markt beïnvloedt.
Belemmeringen en snelheid implementatie	-	Voor een invoering van een subsidie dienen overheidsmiddelen vrijgemaakt te worden en dient het mechanisme te worden ontworpen en geïmplementeerd. Er zijn nu geen instrumenten waar direct op aangesloten kan worden.
Overige maatschappelijke effecten	+	Additioneel batterijvermogen heeft een positieve impact op de leveringszekerheid en resulteert in lagere energieprijzen.

6.2.2 Subsidie voor batterijen achter de meter

Bedrijven zullen batterijen achter de meter realiseren als oplossing voor netcongestie of om een grotere netaansluiting te voorkomen. Bedrijven laden de batterijen op als ze het netwerk niet gebruiken (bijvoorbeeld tijdens de nacht) of met eigen zonne-energie, en deze energie wordt door de batterij geleverd op momenten met additionele vraag. Batterijen maken het dus mogelijk om via een kleinere aansluiting meer elektriciteit af te nemen. Dit resulteert wel in een hogere netbelasting, die mogelijk samenvalt met de piek op het elektriciteitsnetwerk van bijvoorbeeld huishoudens in de avond.

De (lokale) overheid kan batterijen achter de meter subsidiëren als oplossing voor netcongestie. Noord-Holland heeft recent een subsidie uitgezet voor oplossingen bij netcongestie, waarvoor batterijen ook in aanmerking kwamen (Provincie Noord-Holland, 2022). Uit onderzoek van CE Delft blijkt dat de investering voor een batterij vaak vrij hoog is,

maar de jaarlijkse kosten voor energie slechts beperkt toenemen. Bij een subsidie is het dus belangrijk om goed te kijken naar de onrendabele top van batterijen, deze kan ook veel verschillen per situatie. Daarnaast is het belangrijk dat er goed wordt nagedacht hoe een negatieve netimpact gewaarborgd wordt. Er is namelijk een reële kans dat de batterijen netcongestieproblemen ook kunnen vergroten in de toekomst doordat het afnameprofiel van de gebruiker vlakker wordt of doordat de batterij gaat acteren op de balanceringsmarkten. Een verdere uitwerking van dit subsidiemechanisme is buiten de scope van dit onderzoek. Batterijen achter de meter gaan zeker een rol spelen in de energietransitie en worden extra relevant door de potentie als oplossing voor netcongestie.

Tekstbox 3 - Voorbeelden batterijen achter de meter

Er zijn al verschillende voorbeelden van batterijen achter de meter, voornamelijk voor veel kleinere vermogens, die onderwerp zijn van de studie. De komende jaren verwachten we echter, gedreven door netcongestie, een sterke groei daarvan:

- batterij bij laadplein in Amsterdam om zestien elektrische auto's te laden (Vattenfall, 2021);
- batterij bij appartementencomplexen om daarmee de aansluitcapaciteit te verlagen van bijvoorbeeld liften, maar ook zonne-energie (iWell, 2022);
- er zijn verschillende voorbeelden van batterijen bij zonneparken om de aansluitingen te verlagen, waaronder een pilot van netbeheerder Enexis (Enexis, 2020).

6.2.3 Subsidie en andere mechanismen voor leveringszekerheid

Batterijen kunnen naast netcongestie oplossen een belangrijke rol spelen op het gebied van leveringszekerheid. Leveringszekerheid omvat dat er altijd voldoende elektriciteit voorhanden is om in de vraag te voorzien. Batterij-opslag is één van de middelen om balancering (het op korte termijn bij elkaar brengen van vraag en aanbod) te realiseren, maar kan ook elektriciteit binnen één dag balanceren. Wij voorzien een rendabele businesscase voor 1 tot 3 GW batterijen op de energiemarkten in 2030. TenneT gaat in haar recente Monitor Leveringszekerheid uit van 10 GW batterijen in het 'Huidig beleid'-scenario, terwijl in dat scenario de leveringszekerheidsnorm¹⁰ al overschreden wordt (TenneT, 2022a). Een tekort aan flexibele capaciteit kan een onderbouwing zijn voor additioneel overheidsbeleid. Een recent voorbeeld hiervan is het vrijmaken van € 1 miljard voor de realisatie van waterstofcentrales in het Coalitieakkoord (VVD et al., 2021).

Naast een subsidie voor leveringszekerheid zijn er twee andere primaire richtingen, namelijk: beprijzing en normering. De vormgeving van beleid gericht op leveringszekerheid moet naar onze mening ook rekening houden met netcongestie. De netbeheerders kennen nu al grote problemen om alle klantaanvragen te honoreren. Als er significante overheidsmiddelen worden ingezet om additioneel vermogen te realiseren, moet dat zoveel mogelijk netneutraal aangesloten worden. Dit kent echter wel het risico dat de netbeheerders op een bepaald moment in de knel komen; het kan vereist zijn dat de inzet van flexibel vermogen vereist is voor leveringszekerheid, maar dat er ook netcongestie is in een gebied. Bij het ontwerp van een mechanisme voor leveringszekerheid is het daarom belangrijk dat er gestuurd wordt op locatie, zodat het nieuwe vermogen gerealiseerd wordt op locaties met voldoende netcapaciteit, nu en in de toekomst. Deze plekken worden echter schaars. Daarnaast kan de netbeheerder afstemmen welk flexibel vermogen wordt ingezet, afhankelijk van de locatie van de netsituatie of per installatie kan een NFC worden vastgesteld.

¹⁰ De leveringszekerheidsnorm is vier uur stroomonderbreking per jaar.

Voor de realisatie van additioneel flexibiliteitsvermogen zien we verschillende richtingen¹¹:

- **Subsidie** dient techniekneutraal, non-discriminatoire en kostenreflectief te zijn. Wij pleiten ervoor dat er alleen subsidie wordt gegeven voor CO₂-vrije flexibiliteitsbronnen. Verschillende mogelijke richtingen zijn:
 - *Investeringssubsidie*: subsidie vooraf, zoals besproken in Paragraaf 6.2.1.
 - *Cap-and-floormechanisme*: deze subsidievorm is ook geschikt voor andere technieken en wordt in Engeland bijvoorbeeld toegepast voor interconnectoren.
 - *Capaciteitsmechanisme*: European Commission (2022) dit is een mechanisme dat is vormgegeven en toegestaan door de Europese Unie. Een vaste vergoeding wordt gegeven aan centrales om beschikbaar te zijn voor elektriciteitslevering op momenten van tekorten. Lidstaten moeten de problemen met leveringszekerheid aantonen en kunnen dan dit mechanisme gebruiken om additionele (productie)capaciteit in de lucht te houden. Een mogelijke eis die toegevoegd kan worden is dat er CO₂-vrije elektriciteit geleverd moet worden. Afhankelijk van de gestelde eisen, zoals het aantal uren dat er achter elkaar geleverd moet worden, kunnen batterijen mogelijk deelnemen aan een capaciteitsmechanisme-uitvraag.
- **Hervorming energiemarkt**: de huidige energiemarkten zijn energy-onlymarkten. Alleen voor het leveren van energie wordt betaald. Mogelijk dienen markten hervormd te worden om zo te garanderen dat er voldoende flexibel vermogen gerealiseerd wordt, ook als deze maar weinig uren per jaar ingezet worden.
- **Beprijzing**: een hogere CO₂-prijs zal resulteren in additionele CO₂-vrije flexibiliteit. Nederland kan hier invloed op uitoefenen door een hogere minimumprijs te hanteren of op Europees niveau het ETS-pad sneller af te bouwen. We verwachten echter niet dat er in totaliteit veel meer flexibel vermogen gerealiseerd zal worden met hogere beprijzing, want het verschil tussen piek- en dalprijzen is bepalend.
- **Normering** betekent dat leveranciers verplicht worden een steeds groter deel van de geleverde elektriciteit duurzaam te leveren of verplicht worden een bepaalde hoeveelheid flexibel vermogen te bezitten. Dit kan zijn door een afnemende maximale uitstoot per geleverde kWh of door een minimumpercentage duurzaam. Als de normering strenger wordt, vereist dit ook een verduurzaming van de CO₂-vrije flexibiliteit. Dit mechanisme moet goed ontworpen worden, zodat er ook daadwerkelijk additionele flexibiliteit ontstaat. Een mogelijkheid is om een verplichting op te nemen hoeveel flexibel vermogen een leverancier moet hebben ten opzichte van haar productiecapaciteit.

Een verdere uitwerking voor overheidsbeleid voor leveringszekerheid is geen onderdeel van deze studie, maar raakt zeker (beleid rond) netcongestie. Een integrale aanpak is daarom vereist.

¹¹ Meer toelichting over beleid voor CO₂-vrije flexibiliteit: [100% CO₂-vrije elektriciteit in 2035. Spoorboekje voor opschaling naar 2035.](#)




7 Additioneel beleid - domein netbeheerders en ACM

Dit hoofdstuk omschrijft en beoordeelt de beleidsmaatregelen in het domein van de netbeheerders en ACM: non-firm-capaciteit, data inzicht van de netbeheerders, aanbestedingen door de netbeheerders, gebruik van N-1 (storingsreserve) voor batterijen en vrijstelling van transporttarieven. We lichten per maatregel toe hoe deze uitgewerkt kan worden en voeren per maatregel een effectbeoordeling uit.

Figuur 14 - Overzicht beleidsmaatregelen

BELEID BATTERIJEN VOOR NETCONGESTIE		
Huidig beleid	Additioneel beleid domein overheid	Additioneel beleid domein netbeheerders en ACM
1. Firm-aansluiting	4. Bindend ruimtelijk beleid	6. Non-firm-capaciteit
2. Capaciteitsbeperking contract	5. Subsidie voor netcongestie	7. Data inzicht netbeheerder
3. Redispatchmarkt		8. Aanbesteding door netbeheerder (verzwaren tenzij)
		9. N-1-gebruik voor batterijen
		10. Vrijstelling van transporttarieven



7.1 Non-firm-capaciteit - Variant 1

Voor de non-firm-capaciteit zijn twee varianten opgenomen. Deze eerste variant omvat het huidige voorstel van de netbeheerders (oktober 2022) en de tweede variant omvat een voorstel met meer garanties voor de batterijexploitanten.

7.1.1 Toelichting non-firm-capaciteit - Variant 1

Non-firm-capaciteit betekent dat een klant met andere voorwaarden wordt aangesloten op het elektriciteitsnetwerk. Het is op dit moment nog niet een bestaand product, maar het wordt wel ontwikkeld door de netbeheerders en zal medio 2023 geïmplementeerd worden. Het is dan een alternatief product naast een standaard firm-ATO, waarvoor vrijwillig gekozen kan worden. De regionale netbeheerders hebben er eerder wel voor gepleit dat ze batterijen alleen willen aansluiten met een non-firm-capaciteit (Duijnmayr, 2022, Netbeheer Nederland, 2022b), maar naar verwachting is verplichting niet mogelijk met geldende EU-wetgeving.

De netbeheerder geeft bij deze voorwaarden de dag van tevoren aan hoeveel capaciteit de partij per uur mag gebruiken, variërend van nul tot het maximale vermogen. De netbeheerder baseert zich hierbij op de hoogte van de netbelasting en daarmee de beschikbare ruimte. Non-firm-capaciteiten bieden voor de netbeheerder het voordeel dat deze partijen dus geen effect hebben op netcongestie. Op momenten dat er immers netcongestie verwacht wordt door piekbelasting van de normaal aangeslotenen, zal de netbeheerder geen capaciteit beschikbaar stellen aan de non-firm-aansluitingen.

De netbeheerders hebben een voorstel voor de non-firm-capaciteit opgesteld (Netbeheer Nederland, 2022a) en daarnaast heeft de ACM een consultatie over deze alternatieve transportrechten uitgezet (ACM, 2022b). In het huidige voorstel wordt het tariefcomponent 'kW-contract' op nul gesteld, oftewel niet in rekening gebracht, omdat er geen recht op transport is. Dit is ook in lijn met de visie van de ACM. Voor de batterijtypen in deze studie is dit ongeveer 55% van het totale tarief. Voor de HS-batterij van 20 MW gaat dit om 49.000 €/MW/jaar en voor de EHS-batterij van 400 MW om 36.000 €/MW/jaar.

In het voorstel van de netbeheerders is het onzeker hoeveel capaciteit de eindgebruiker daarvoor terugkrijgt, oftewel: de transportzekerheid. De capaciteit die beschikbaar gesteld wordt, is afhankelijk van de lokale netsituatie en is daarmee dus locatieafhankelijk. Als er veel aangeslotenen zijn met hoge bedrijfsuren, is er weinig ruimte voor de non-firm-aansluitingen. Er is voor de aangeslotenen ook geen garantie over de beschikbare capaciteit in de toekomst en eventuele andere partijen die ook met een non-firm-capaciteit additioneel worden aangesloten. De netbeheerders kunnen wel inzicht geven, maar geen garanties. De ACM stelt ook dat deze onzekerheid inherent is aan de non-firm-capaciteit.

De relatieve beperking van een NFC hangt sterk af van de belasting op het netvlak; oftewel de netbelasting van de overige gebruikers. In gebieden met netcongestie zullen er relatief veel beperkingen zijn. In het huidige voorstel van de netbeheerders wordt een NFC alleen ingezet in gebieden met netcongestie. Het is nog onduidelijk hoe een NFC er uit gaat zien als dit ook ingevoerd zou worden in gebieden zonder netcongestie. Als hier de netcapaciteit gehanteerd wordt als grens, zullen partijen met een NFC heel vaak hun volledige flexibele capaciteit kunnen gebruiken. Een eerlijk alternatief is om de maximale belastingpiek te gebruiken als ijkpunt voor het vaststellen van de maximumwaarde. Afhankelijk van de netbelasting per kwartier ten opzichte van dat ijkpunt, wordt dan het NFC-profiel bepaald. Wel blijft dan echter wel in stand dat aangeslotenen in een gebied met relatief hoge belasting, minder gebruik mogen maken van de flexibele capaciteit.

Daarnaast speelt een kannibalisatie-effect. Als er steeds meer partijen bijkomen met een NFC op hetzelfde netvlak, neemt daarmee het NFC-vermogen toe ten opzichte van de capaciteit. Als de restcapaciteit voor een uur verdeeld wordt, krijgt iedere partij minder. Zonder beperking op het maximale NFC-vermogen kan het dus zijn dat daarmee de hoeveelheid capaciteit per partij steeds verder afneemt.

Tarief voor NFC

Ten eerste resulteert een aansluiting met NFC in lagere nettarieven. In de huidige voorstellen van de netbeheerders worden partijen vrijgesteld van het kW-contract-tariefcomponent. Dit resulteert in een lager tarief van 35.000 €/MW/jaar (41%) voor de HS-gridbatterij en van 28.000 (42%) €/MW/jaar voor de EHS-gridbatterij. Het grootste gedeelte van het overige tarief bestaat uit het kW-max-component en nog ongeveer 2% van het tarief bestaat uit vastrecht en de periodieke aansluitvergoeding.

Tabel 19 - Nettarieven voor firm-aansluiting en NFC, 2023

Jaarlijks nettatarief per MW - tarieven 2023	HS-gridbatterij	EHS-gridbatterij
Firm-aansluiting	85.000 €/MW/jaar	66.000 €/MW/jaar
NFC-aansluiting (vrijstelling kW-contract)	36.000 €/MW/jaar	29.000 €/MW/jaar
Korting NFC aansluiting	49.000 €/MW/jaar (57%)	35.000 €/MW/jaar (55%)

De NFC en het capaciteitsbeperkingscontract (CBC) hebben sterke overeenkomsten en enkele verschillen, die we toelichten in Textbox 2.

Textbox 2 - Vergelijking capaciteitsbeperkingscontract en non-firm-capaciteit

Binnen congestiemanagement is één van de twee producten het ‘capaciteitsbeperkingscontract’ (CBC), uitgebreid beschreven in Paragraaf 5.2.2. Een NFC is uitgewerkt in twee varianten: het voorstel van de netbeheerder in Paragraaf 7.1 en een tweede mogelijke variant in Paragraaf 7.2.

Er zijn sterke overeenkomsten tussen dit CBC en NFC, maar ook enkele fundamentele verschillen:

- Een CBC is nu al mogelijk. Een NFC is op dit moment nog geen gestandaardiseerde contractvorm. Een permanente NFC is dus ook niet mogelijk.
- Een NFC is een tariefproduct en een CBC is een product binnen congestiemanagement.
- Een CBC heeft als basis een volledig vast transportrecht wat vrijwillig, tegen betaling en tijdelijk wordt beperkt vanwege congestie. Als congestie is opgelost, kan het volledige transportrecht weer gebruikt worden. NFC heeft als vetrekpunt dat partijen bewust kiezen voor een flexibeler en beperkter gebruik van het netwerk.
- Binnen beide contractvormen is ruimte om specifieke afspraken te maken en het product zo vorm te geven voor de wensen van netbeheerder en aangeslotenen. Bij een CBC zijn er al verder uitgewerkte contractvormen beschikbaar.
- Een CBC kan overal gesloten worden, maar zal voor batterijen vooral relevant zijn in gebieden met netcongestie waar anders geen aansluiting verkregen kan worden. NFC kan met het huidige eerste voorstel alleen in gebieden waar congestie dreigt, maar worden in de toekomst mogelijk ook buitengebieden met dreigende netcongestie mogelijk.
- Een CBC en NFC kunnen evenveel zekerheid geven aan de netbeheerder.
- De baten van beide producten voor de batterijleverancier verschillen sterk per situatie.
 - Voor een NFC omvat het huidige voorstel een vrijstelling van de transportcomponent van de tarieven. Dit is een zekere korting, maar de capaciteitsbeperking is onbekend. De korting is rond de 35.000 €/MW/jaar (HS-batterij) en 49.000 €/MW/jaar (EHS-batterij).
 - De financiële waarde van CBC is 1,02 €/MWh/jaar. Dit is echter het totale budget en de netbeheerder mag voor losse aansluitingen theoretisch een veel hoger bedrag per MW uitkeren. Bij een doelmatige besteding is de compensatie dus echter lager dan de korting bij een NFC.

7.1.2 Effectbeoordeling non-firm-capaciteit - Variant 1

We ontwerpen voor deze variant de NFC op zo’n manier dat de batterij netcongestie niet verergert. Dit betekent dat de batterij op zo’n manier beperkt wordt dat deze nooit tot netcongestie leidt in het NFC. Met dit contract heeft de eindgebruiker geen zicht op de maximale beperking.

Liander heeft data aangeleverd van twee onderstations waar netcongestie is, voor het opstellen van NFC-profielen, waarover meer informatie in Bijlage A. We zien voor onderstations, waar we niet over kunnen publiceren, hetzelfde effect. De stationsdata maken het mogelijk om de relatieve beperking van de batterij, de impact op de inkomsten op verschillende markten en de overige effecten te bepalen. Aangezien dit slechts twee voorbeelden zijn, heeft deze analyse een indicatief karakter en kunnen er geen brede conclusies aan verbonden worden.



Effect businesscase

We bepalen het effect op de aFRR-markt en de day-aheadmarkt van de NFC. De aFRR-markt is een 24-uursbiedingsmarkt. Per dag kan er geboden worden op het maximum vermogen binnen de NFC-capaciteit. Dit beperkt sterk de inkomsten, omdat er veel dagen zijn met enige beperking. Dit resulteert erin dat de businesscase negatief wordt voor zowel de EHS- als de HS-gridbatterij, zoals weergegeven in Tabel 20. Er is een omslagpunt waarna de korting op de NFC opweegt tegen gemiste inkomsten op de aFRR-markt. Dit ligt tussen de 70 en 90 vollastdagen met één of meerdere uren beperking via de NFC in één van beide richtingen. Een dag met volledige beperking voor zowel afname als invoeding telt dus als twee vollastdagen. Een dag met 50% beperking voor afname telt als een halve vollastdag.

Tabel 20 - Financieel resultaat NFC - aFRR-markt

	Geschatte inkomsten uit aFRR per MW	Nettoresultaat 20 MW gridbatterij	Nettoresultaat 400 MW gridbatterij
Firm-aansluiting	172.000 €/MW/jaar	+ 19.000 €/MW/jaar	+ 52.000 €/MW/jaar
NFC - Onderstation A	100.000 €/MW/jaar	- 52.000 €/MW/jaar	- 19.000 €/MW/jaar
NFC - Onderstation B	118.000 €/MW/jaar	- 34.000 €/MW/jaar	- 2.000 €/MW/jaar

De day-aheadmarkt is een uursmarkt. Er is een analyse uitgevoerd, waarbij wordt gekeken naar de uren waarop de batterij normaliter zal handelen op de day-aheadmarkt, maar nu (deels) beperkt per uur en daarmee de winstgevendheid op de day-aheadmarkt. Op de day-aheadmarkt zou de batterij normaliter 2.900 uur per jaar laden en 2.900 per jaar ontladen. Voor Station A is er qua vollasturen een beperking van 180 uur voor invoeding en 290 uur voor afname. Voor Station B is er alleen een beperking voor afname van 640 uur. Uit de analyse blijkt dat het effect op de businesscase een daling van dan 18.000 tot 25.000 €/MW per jaar (16 tot 22%). De korting op het nettatarief is groter dan de gemiste inkomsten, maar er is nog steeds geen rendabele businesscase. Omdat de day-aheadmarkt niet rendabel wordt richting 2030, is er ook geen omslagpunt te bepalen bij hoeveel uur beperking een NFC aantrekkelijk wordt.

Tabel 21 - Financieel resultaat NFC - day-aheadmarkt 2030

	Geschatte inkomsten uit APX per MW	Nettoresultaat 20 MW gridbatterij	Nettoresultaat 400 MW gridbatterij
Firm-aansluiting	114.000 €/MW/jaar	- 154.000 €/MW/jaar	- 110.000 €/MW/jaar
NFC - Onderstation A	96.000 €/MW/jaar (-16%)	- 137.000 €/MW/jaar	- 101.000 €/MW/jaar
NFC - Onderstation B	89.000 €/MW/jaar (-22%)	- 145.000 €/MW/jaar	- 108.000 €/MW/jaar

Uit de financiële analyse blijkt dat een NFC een groot nadelig effect heeft op de businesscase van batterijen op de aFRR-markt, doordat dit een markt is met biedingen voor 24 uur. Als de markt aangepast wordt naar een kleinere tijdseenheid, is dit effect significant kleiner. Een NFC is niet aantrekkelijk voor bedrijven die op de aFRR willen handelen. De day-aheadmarkt kent een kleiner negatief effect op de inkomsten, maar blijft onrendabel.

Overzicht effectbeoordeling

De NFC in deze variant resulteert gegarandeerd niet in additionele netimpact van de batterij. De batterij wordt immers altijd tot het niveau beperkt waarin er geen netcongestie veroorzaakt kan worden, hier zitten geen limieten aan. Er vindt geen sturing op locatie plaats, mogelijk zijn gebieden waar naar verwachting weinig beperking plaats zal vinden wel aantrekkelijker. Hierbij is wel de vraag of de netbeheerder daar voldoende inzicht voor kan geven.

Tabel 22 - Beoordeling maatregel - NFC Variant 1

Criteria	Beoordeling	
Netimpact	+	Met dit ontwerp van de NFC kan een netcongestieneutraal effect gerealiseerd worden voor zowel opwek als afname. Netcongestie kan niet worden opgelost.
Sturing op locatie	-	Er vindt geen directe sturing op locatie plaats, maar mogelijk wel naar gebieden waar de NFC aantrekkelijk is. Op dit moment is een NFC alleen mogelijk in congestiegebieden.
Non-discriminatoir	+	NFC is tot op zekere hoogte wel discriminatoir, omdat het afhankelijk is van de lokale netsituatie, maar is wel een vrijwillige keuze. Afhankelijk van vormgeving, verkrijg je ook meer compensatie bij meer beperking.
Kosteneffectiviteit	++	Een NFC resulteert in lagere netkosten, die ook vertaald worden naar een lager tarief voor aangeslotenen.
Businesscase batterijen	--	De businesscase van batterijen verslechtert sterk door de NFC, al zal dit sterk verschillen per netgebied. Er is daarnaast te weinig zekerheid vooraf om het effect goed in te schatten.
Draagvlak stakeholders	-	Dit voorstel van de netbeheerders kent geen draagvlak bij exploitanten en dus is de kans groot dat dit product beperkt afgenomen zal worden.
Belemmeringen en snelheid implementatie	++	De huidige variant van NFC kan snel ingevoerd worden. Afhankelijk van het voorstel van de netbeheerders en goedkeuring van ACM is invoering in 2023 mogelijk.
Overige maatschappelijke effecten	+	NFC resulteert er in dat het batterijvermogen dat gerealiseerd wordt een lagere netimpact kent. Daardoor kunnen meer andere partijen sneller aangesloten worden.

7.2 Non-firm-capaciteit - Variant 2

7.2.1 Toelichting non-firm-capaciteit - Variant 2

Variante 1 van de NFC wordt slecht beoordeeld op een aantal criteria. We zien dat de lagere kosten van de NFC niet opwegen tegen gemiste inkomsten op in ieder geval de aFRR-markt en dat andere markten ook niet rendabel zijn. Daarnaast is de zekerheid voor batterijexploitanten enorm laag, waardoor financiering lastig is.

Variante 2 van de non-firm-capaciteit omvat een andere vormgeving van dit product. In deze variant is gezocht naar een mogelijkheid om meer zekerheid te bieden voor batterijexploitanten, onder andere om de financierbaarheid van batterijen te waarborgen. In overleg

Deze variant bestaat uit verschillende additionele voorwaarden:

- De netbeheerder deelt het huidige belastingsprofiel van het station per uur.
- De netbeheerder deelt de prognose van het belastingsprofiel per jaar voor vijf jaar vooruit.
- De netbeheerder garandeert een maximaal aantal vollasturen dat de aansluiting beperkt zal worden per kalenderjaar. Deze maximale beperking geeft garanties voor de aangesloten, waarbij gebaseerd op het profiel de aangesloten zelf een inschatting kan maken welke uren de capaciteit beperkt zal worden.

De korting bij dit type NFC zal niet zo hoog zijn als bij Variant 1. Dit heeft er mee te maken dat de netbeheerder minder garanties heeft dat netcongestie daadwerkelijk voorkomen kan worden doordat niet gewaarborgd is dat een batterij altijd congestieneutraal moet acteren. Als het aantal uren netcongestie het beloofde aantal vollasturen overschrijdt, dan is er alsnog een probleem. Een logische opbouw van het tarief zou een relatieve korting zijn afhankelijk van de opgelegde beperking. Als het maximaal aantal vollasturen 800 uur per jaar is en de maximale korting 80%, is de relatieve korting per vollastuur dus 0,1% van het tariefcomponent.

Bij een maximale korting van 80% op het kW-max-tariefcomponent gaat het om 39.000 €/MW/jaar voor een 20 MW-batterij en 29.000 €/MW/jaar voor een 400 MW-batterij. Dit komt overeen met respectievelijk 17% en 15% van de totale jaarlijkse kosten. Een eventuele korting van 16% is ongeveer gelijk aan 1.400 uur per jaar. Een mogelijke grens voor een maximaal aantal uren beperking zal dus ergens rond of onder dat aantal uren liggen.

7.2.2 Effectbeoordeling non-firm-capaciteit - Variant 2

Een NFC zoals opgenomen in deze analyse, geeft meer zekerheid aan exploitanten, maar minder zekerheid aan de netbeheerder.

Het maximaal aantal uren beperking zal zo rond de 1.000 uur per jaar liggen. Het is aan de batterijexploitanten of zij dit zien opwegen tegen de lagere nettariefkosten. Bijkomend voordeel is dat deze korting het effect van eventueel sterk stijgende nettarieven compenseert.

Tabel 23 - Effectbeoordeling NFC - Variant 2

Criteria	Beoordeling	
Netimpact	±/+	Met dit ontwerp van de NFC kan gedeeltelijk gewaarborgd worden dat batterijen een congestieneutraal effect hebben voor zowel opwek als afname. Netcongestie kan niet worden opgelost. De netbeheerder heeft veel minder zekerheid, aangezien er een kans is dat er meer uren per jaren netcongestie ontstaat dan het maximaal aantal in de NFC. Dan ontstaat er alsnog netcongestie. Het is dus de vraag of met een NFC de netbeheerder daadwerkelijk extra vermogen kan aansluiten, omdat niet zeker is dat de batterij de piekbelasting niet gaat verhogen.
Sturing op locatie	-	Er vindt geen directe sturing op locatie plaats, maar mogelijk wel naar gebieden waar de NFC aantrekkelijk is.
Non-discriminatoir	+	NFC is tot op zekere hoogte wel discriminatoir omdat het afhankelijk is van de lokale netsituatie, maar is wel een vrijwillige keuze. Afhankelijk van vormgeving verkrijgt je ook meer compensatie bij meer beperking.
Kosteneffectiviteit	+	Een NFC resulteert in lagere netkosten, die ook vertaald worden naar een lager tarief voor aangesloten. Het is bij deze variant van een NFC echter zeer de vraag of er niet alsnog piekbelasting ontstaat als er meer uren netcongestie is dan het opgenomen maximum.



Criteria	Beoordeling	
Businesscase batterijen	+	Deze variant biedt de batterijexploitant veel meer zekerheid. Daarnaast verbetert de financierbaarheid omdat eventueel stijgende nettarieven een relatief kleinere impact hebben.
Draagvlak stakeholders	±	Het draagvlak is nog onzeker.
Belemmeringen en snelheid implementatie	+	Deze NFC-variant moet verder uitgedacht en onderzocht worden, maar kan daarna vrij snel geïmplementeerd worden.
Overige maatschappelijke effecten	-	

7.3 Netbeheerder biedt inzicht in gewenste locaties batterijen

7.3.1 Toelichting inzicht netbeheerder voor gewenste locatie batterijen

De netbeheerder kan additioneel inzicht geven in de huidige netbelasting en verwachte toekomstige ontwikkeling, om batterijen netcongestieneutraal in te passen.

Batterijen inpassen zodat ze geen congestie veroorzaken

Een batterij met een stand-alone-aansluiting zodanig inpassen dat deze geen congestie veroorzaakt, kan eenvoudig door deze te bouwen op een locatie waar nog voldoende netcapaciteit beschikbaar is. Er zijn reeds bestaande kaarten van TenneT¹² en het Kadaster¹³ met informatie over de capaciteit van het hoogspanningsnet en de onderstations. Dergelijke kaarten zijn een waardevolle bron van informatie om batterijen naar de juiste stations te sturen, mits ze ook data op stationsniveau kunnen weergeven, zoals de kaarten van de Britse National Grid.¹⁴

Batterijen die achter de meter geplaatst worden, worden vaak geplaatst om een (congestie)probleem van een aangeslotene op te lossen. Er is weinig behoefte vanuit de markt aan bestaande netaansluitingen om een batterij bij te plaatsen puur voor de handel. Er is dus geen informatiebehoefte vanuit batterijontwikkelaars over bestaande aansluitingen om cable pooling bij toe te passen.

Batterijen inpassen zodat ze bestaande congestie oplossen

Om bestaande congestie actief op te lossen, wordt de batterij geplaatst in congestiegebied en gaat wordt deze ‘tegen de congestie in’ ingezet. Er is dus per definitie geen firm-capaciteit beschikbaar voor de batterij, maar deze moet ingepast worden in het net, bijvoorbeeld met een capaciteitsbeperkingscontract. Daarvoor is de volgende informatie nodig:

- informatie over de duur, het vermogen en de frequentie van de overbelasting (het belastingsprofiel van het station);
- ontwikkeling van de overbelasting in de tijd;
- inschatting van welke batterij nodig is (vermogen/capaciteit) om de congestie op te lossen.

¹² [TenneT's netcapaciteitskaart : Beschikbaarheid van transportcapaciteit.](#)

¹³ [PDOK Dataset : Beschikbare capaciteit elektriciteitsnet.](#)

¹⁴ [www.nationalgrid.co.uk/our-network/network-capacity-map-application.](http://www.nationalgrid.co.uk/our-network/network-capacity-map-application)

7.3.2 Effectbeoordeling inzicht netbeheerder voor gewenste locatie batterijen

Netbeheerders hebben niet alle gevraagde informatie beschikbaar. Gegevens over de huidige en toekomstige capaciteit en het profiel zijn beschikbaar, maar niet openbaar. Er zijn geen inschattingen beschikbaar van welke batterij nodig is om congestie op te lossen, onze bedenkingen over of dit mogelijk is nog even daargelaten (Paragraaf 3.2.2).

Er zitten inherent grote onzekerheden in de ramingen van de toekomstige ontwikkelingen en deze ontwikkelen zich ook nog eens erg snel. Er is dus altijd nog contact nodig met de netbeheerder om een aansluiting aan te vragen. Het aantal aanvragen op plekken waar toch al geen capaciteit meer is, zou wel af kunnen nemen.

Ten slotte hebben netbeheerders hun reserveringen over het openbaar maken van gedetailleerde data van ieder onderstation. Marktpartijen zouden claims kunnen leggen op basis van de gepubliceerde data. Daarnaast kan de boodschap dat ergens nog vrije ruimte is leiden tot een hausse aan aanvragen van bijvoorbeeld batterijen of datacenters, terwijl deze capaciteit ook nodig voor andere toekomstige ontwikkelingen. Tenslotte is het in verband met de nationale veiligheid niet wenselijk om alle details openbaar te maken van kritieke infrastructuur, zoals het elektriciteitsnet. Deze argumenten zijn terecht, maar wij denken dat de negatieve consequenties mee zullen vallen of deels voorkomen kunnen worden. Additioneel data-inzicht kan juist, doordat partijen hun gedrag aanpassen, tot een efficiëntere transitie kunnen leiden.

Tabel 24 - Beoordeling inzicht netbeheerder in gewenste locaties

Criteria	Beoordeling	
Netimpact	+	Batterijen kunnen beter congestieneutraal ingepast worden. Oplossen van netcongestie is theoretisch deels mogelijk, praktisch erg complex.
Sturing op locatie	+	Netbeheerder geeft mogelijkheden aan, markt is nog steeds vrij om op iedere locatie batterij te realiseren. De beschikbaarheid van netcapaciteit op bepaalde locaties zal echter wel een aanzuigende werking hebben.
Non-discriminatoire	++	Algemeen inzicht in netcapaciteit is voor iedereen bruikbaar en brengt geen verplichtingen met zich mee.
Kosteneffectiviteit	++	Netbeheerders hebben kosten om data actueel te houden, maar deze zijn vermoedelijk vrij laag.
Businesscase batterijen		Geen effect.
Draagvlak stakeholders	±	Marktpartijen stellen betere informatievoorziening zeer op prijs. Netbeheerders voorzichtig met openbaar maken informatie.
Belemmeringen en snelheid implementatie	±	Veel informatie nodig die nu nog niet beschikbaar is. Stapsgewijze uitbreiding van openbare websites nodig. Dit kan relatief snel ten opzichte van andere maatregelen.
Overige maatschappelijke effecten		Niet geïdentificeerd.

7.4 Aanbestedingen netbeheerders

We richten ons op een aanbesteding door de netbeheerders en niet de Nederlandse overheid. Het oplossen van netcongestie is primair de taak van de netbeheerders. Daarnaast is het uitzetten van een aanbesteding vanuit de overheid complex vanwege staatsteunregels. De overheid kan de netbeheerders mogelijk wel financieel ondersteunen als een aanbesteding vereist blijkt als de netbeheerder te weinig liquiditeit heeft. De overheid kan daarmee een oplossing voor netcongestie ondersteunen.

7.4.1 Toelichting aanbestedingen netbeheerders gebaseerd op ‘Verzwaren tenzij’

In deze studie kijken we naar de mogelijkheid om met een aanbesteding voor de inkoop van flexibiliteit (zoals batterijen) netcongestie op te lossen. Een aanbesteding onderscheidt zich doordat er extra flexibele capaciteit wordt gerealiseerd. De netbeheerders hebben hiervoor een Afwegingskader Verzwaren tenzij ontwikkeld (OTE, 2018) in de Overlegtafel Energievoorziening. Hierin staat beschreven dat netbeheerders, als zij een netverzwaring uitvoeren, daarbij eerst moeten kijken of er goedkopere oplossingen beschikbaar zijn, zoals het contracteren van batterijen. Het doel is dus dat met een techniek, zoals een batterij, pieken verlaagd worden en daadwerkelijk extra klanten aangesloten kunnen worden.

Textbox 3 - Financieel budget voor Afwegingskader Verzwaren tenzij

De kosten voor netverzwaring verschillen sterk per locatie en netvlak. Voor congestiemanagement wordt gerekend met een bedrag van € 1,02 per MW transportcapaciteit per jaar. Dit komt overeen met ongeveer 10.000 €/MW/jaar. Dit komt ongeveer overeen met het bedrag dat ook binnen Verzwaren tenzij beschikbaar is voor een aanbesteding voor flexibiliteit, zoals batterijen. Dit is grofweg 5% van de jaarlijkse kosten van een batterijsysteem. In specifieke gevallen zullen de kosten voor netverzwaring significant hoger zijn en kan een hoger bedrag gehanteerd worden. 10.000 euro is ongeveer 5% van de jaarlijkse kosten van een batterij, en dat is één-op-één ongeveer 400 uur. De precieze hoeveelheid hangt af van de totale winstgevendheid van de batterij en de uren die vereist zijn. Met 400 uren inzet per jaar betekent dit dat er ongeveer 100 tot 150 uur per jaar congestie opgelost kan worden. Netvlakken waarbij congestie maximaal 2 of 4 uur duurt (afhankelijk van de batterijcapaciteit) en minder dan 100 tot 150 uur per jaar voorkomt zouden potentieel aantrekkelijk kunnen zijn.

De aanbesteding is idealiter techniekneutraal opgezet: ook assets als elektrolyzers, Power-to-Heat, brandstofcellen of gascentrales moeten kans kunnen maken. We richten ons op de voorwaarden van zo'n aanbesteding, de verwachte inzet van batterijen voor de geleverde diensten (en dus ruimte voor leveren andere diensten) en de haalbaarheid voor netbeheerders en marktpartijen. De aanbesteding is daarnaast bij voorkeur grootschalig, bijvoorbeeld in een raamwerk. Een partij wordt dan gecontracteerd om op een vastgesteld aantal locaties flexibiliteit te leveren. Met een grootschaligere opzet wordt de uitvoerbaarheid en flexibiliteit groter, terwijl de overhead beperkt blijft.

Specifiek ontwerp voor deze studie

We gaan ervan uit dat netbeheerders algemene tenders uitschrijven voor flexibiliteitsoplossingen. In de tender staat aan welke eisen de oplossing moet voldoen, zoals: het vermogen, de gevraagde capaciteit of tijdsduur dat flex geleverd moet worden, hoe vaak flex geleverd moet worden en of het voor afname is, voor invoeding of allebei. Alle oplossingen die aan de eisen voldoen, mogen inbieden en de beste bieding wint. Eventueel kan ook gekozen worden voor een raamwerkcontract, waarbij bidders de mogelijkheid krijgen om een aanbod te doen dat geldig is voor meerdere kavels. Dit heeft de sterke voorkeur van exploitanten omdat anders de overhead veel te groot wordt. De netbeheerder draagt bij in de investeringskosten in ruil voor een prioriteringsrecht op de batterij. De slagingskansen van een dergelijke tender worden sterk verhoogd als de netbeheerder een turnkeypakket aanbiedt, waarbij een netaansluiting en een kavel met een geschikt bestemmingsplan al geregeld zijn.

De gemiddelde netinvesteringskosten zijn 10.000 €/MW/jaar. Dit komt dus overeen met ongeveer 5% van de kosten van een batterijsysteem. In bijna geen enkel geval verwachten wij dat het voor dat bedrag mogelijk is om een succesvolle aanbesteding uit te zetten. Er zullen meer uren per jaar prioriteringsrecht vereist worden voor de meeste netgebieden om netcongestie te kunnen oplossen. In specifieke gebieden kunnen de kosten van netverzwaring hoger zijn voor allerlei redenen. Alleen in zeer uitzonderlijke situaties verwachten we dat een aanbesteding voor batterijen voordeliger is dan netverzwaring. Aangezien deze aanbestedingen een langetermijnoplossing zijn, vinden we het reëel om het maximale budget te koppelen aan de kosten van netverzwaring. Als tijdelijke oplossing voor netcongestie, zoals congestiemanagement, vinden we dat een budget gekoppeld moet zijn aan de maatschappelijke kosten van netcongestie. De maatschappelijke kosten van netcongestie zijn een veelvoud groter dan netverzwaring.

7.4.2 Effectbeoordeling aanbestedingen netbeheerders

Het voorbereiden en uitvoeren van de tender en de bouw van de flexsystemen moet een kortere doorlooptijd hebben dan verzwaren. Een flex tender is sneller, maar heeft ook een significante doorlooptijd. Netverzwaring op (E)HS-niveau duurt zo'n zeven tot tien jaar. De doorlooptijd van een flex tender schatten we op vier tot zes jaar. We schatten in dat het opzetten van de tender inclusief land, bestemmingsplan en netaansluiting zo'n twee tot drie jaar nodig heeft. De opening van de tender en de beoordeling van de inschrijvingen duurt zeker zo'n half jaar. Daarna heeft de ontwikkelaar één tot twee jaar nodig om het systeem te bouwen.

Een dergelijke tender vereist dat de netbeheerder een goed inzicht heeft in hoeveel flexcapaciteit er nodig is per onderstation om congestie (tijdelijk) op te lossen. Aangezien er vier tot zes jaar zit tussen de start van de tender en het begin van de operatie, moet de netbelasting voor een lange periode nauwkeurig voorspeld kunnen worden. Gezien de huidige dynamiek rond netcongestie lijkt dat niet realistisch.

Een aanbesteding voor flexibiliteit vereist dat er een vrij veld gereserveerd wordt voor de flexoplossing. Er is geen extra netcapaciteit nodig, die levert de flexoplossing immers. Het is niet erg om een vrij beschikbaar veld te reserveren; hier kan tot de netverzwaring toch geen reguliere nieuwe partij op worden aangesloten, omdat er geen netcapaciteit beschikbaar is.

Het is daarbij nog maar zeer de vraag of batterijen voldoen aan alle technische eisen van zo'n aanbesteding en of ze dan ook tegen de laagste prijs kunnen inbieden.

Tabel 25 - Beoordeling aanbestedingen netbeheerders

Criteria	Beoordeling	
Netimpact	±	De gestelde eisen zullen gericht zijn op netcongestie oplossen en daadwerkelijk meer klanten aansluiten. Doorlooptijd tender is aanzienlijk ten opzichte van netverzwaring. Het ver van tevoren bepalen van het vereiste vermogen/capaciteit per locatie is echter erg lastig.
Sturing op locatie	++	Is gegarandeerd, omdat netbeheerder tender uitzet op basis van de locaties waar congestie is.
Non-discriminatoir	+	Tender is techniekneutraal vormgegeven, geen beslag op netcapaciteit.
Kosteneffectiviteit	--	Batterijen kunnen niet een kosteneffectief alternatief zijn voor netverzwaring, wellicht in de toekomst met andere technieken of type batterijen wel.
Businesscase batterijen	-	De maximale vergoeding leidt naar verwachting niet tot een rendabele businesscase, maar wellicht in hele specifieke gevallen.

Criteria	Beoordeling	
Draagvlak stakeholders	±	Aanbestedingen worden tot nu toe niet positief beoordeeld en ook nog niet uitgevoerd. Uitvoerbaarheid voor exploitant en netbeheerder hangt af van de structuur.
Belemmeringen en snelheid implementatie	-	Tendermechanisme bestaat nog niet in Nederland, is ingewikkeld en tijdrovend om op te zetten. Er zijn nog veel juridische vragen.
Overige maatschappelijke effecten	+	Potentieel eerder aansluiten additionele klanten.

7.5 Gebruik van storingsreserve (N-1)

7.5.1 Toelichting N-1

Batterijen en andere flexmiddelen kunnen aangesloten worden zonder netverzwaring door ze aan te sluiten op de storingsreserve. Hun netaansluiting zal dan enkele malen per jaar niet beschikbaar kunnen zijn door storingen en gepland onderhoud.

Het hoogspanningsnet is redundant aangelegd om robuust te zijn tegen storingen. Tijdens normaal bedrijf wordt een deel van de capaciteit dus niet gebruikt. Bij *N* parallelle verbindingen, zijn er normaal *N-1* verbindingen in bedrijf. De extra verbinding wordt alleen ingezet tijdens gepland onderhoud en (ongeplande) storingen. Midden- en laagspanningsnetten zijn niet-redundant uitgevoerd.

TenneT is volgens de Elektriciteitswet 1998, Artikel 16, lid 4 verplicht om een storingsreserve aan te houden (Rijksoverheid, 1998). Deze verplichtingen zijn verder uitgewerkt in de regeling Tariefstructuren en Voorwaarden Elektriciteit (Rijksoverheid, 2013) en in de Netcode elektriciteit (Rijksoverheid, 2022). De elektriciteitswet meldt echter ook dat van deze verplichting mag worden afgeweken in uitzonderingssituaties zoals vastgelegd in een AMvB. De AMvB 'N-1' (Ministerie van EZK, 2020) heeft een wijziging aangebracht in het Besluit investeringsplan en kwaliteit elektriciteit en gas (Rijksoverheid, 2021), waardoor de storingsreserve van het 110 en 150 kV-netwerk sinds 1 januari 2021 ingezet mag worden voor afschakelbare hernieuwbare opwek. De ACM is inmiddels voornemens om de regels uit de AMvB vast te leggen in de Netcode elektriciteit (ACM, 2022a).

7.5.2 Effectbeoordeling N-1

Het openstellen van de N-1-reserve voor opwek geeft 5 tot 30% extra capaciteit (Ministerie van EZK, 2021). Enexis heeft aangegeven dat dit voor haar werkgebied neerkomt op zo'n 1.300 MW (Enexis, 2021). We schatten dat dit voor heel Nederland neerkomt op 3 tot 5 GW extra capaciteit, zowel voor opwek als vraag.

Een aansluiting op de storingsreserve is niet beschikbaar bij storingen of onderhoud, omdat de capaciteit dan nodig is om als backup te dienen voor de hoofdverbinding. De onbeschikbaarheid door gepland onderhoud wordt door de netbeheerder ingeschat op twee keer vijf dagen per jaar. De onbeschikbaarheid door storingen wordt vanuit de AMvB gelimiteerd op maximaal veertien dagen, waarbij de inschatting is dat deze situatie zich eens in de acht á twaalf jaar voordoet.

Het ontladen van de batterij kan gezien worden als levering, wat vanuit de AMvB beperkt mag worden zonder dat daar een vergoeding tegenover staat.¹⁵ Voor het opladen van de batterij (afname) kunnen netbeheerders een capaciteitsbeperkingscontract afsluiten. In het geval van onbeschikbaarheid wordt de batterij dan afgeschakeld tegen een vooraf overeengekomen vergoeding. Omdat de batterij snel afgeschakeld wordt, blijft de storingsreserve beschikbaar.

Er kan mogelijk congestie komen op de storingsreserve als een batterij ontladt op hetzelfde moment dat een zonne-/windpark levert. Dit kan in theorie opgelost worden met een CBC (tijdelijk) of NFA (permanent). Dat vereist echter wel dat de netbelasting een dag van tevoren goed voorspeld kan worden. Als deze voorspelling lastig blijkt, dan kan er slechts een kleiner deel van de storingsreserve gebruikt worden, of zijn aanvullende maatregelen nodig om ook intraday of zelfs realtime beperkingen op te leggen aan partijen op de storingsreserve. Het ministerie van EZK laat momenteel een evaluatie uitvoeren waarin ook wordt onderzocht of de storingsreserve gebruikt kan worden door batterijen.

Tabel 26 - Beoordeling gebruik storingsreserve

Criteria	Beoordeling	
Netimpact	+	Batterijen kunnen congestieneutraal ingepast worden, maar congestie kan niet worden opgelost.
Sturing op locatie	+	Batterijen worden alleen aangesloten op locaties waar nog resterende capaciteit is op de storingsreserve.
Non-discriminatoir	±	Het zou discriminatoir zijn om de storingsreserve alleen open te stellen voor batterijen, dit zou in dat geval moeten voor alle gebruikers, zij het onder strenge voorwaarden. Dit vraagt dus om een juiste vormgeving van de maatregel.
Kosteneffectiviteit	++	Er zijn geen investeringen voor netuitbreiding nodig om de batterijen aan te sluiten, alleen de kosten voor het capaciteitsbeperkingscontract.
Businesscase batterijen	+	Bij een goede prijsstelling van het CBC is er geen netto effect op de businesscase. Inkomsten door afschakeling zijn echter risicoloos, dus goed voor financierbaarheid batterijprojecten. Daarmee is er een klein positief effect.
Draagvlak stakeholders	±	Extra netcapaciteit tegen lage kosten wordt als positief ervaren. Netbeheerders zijn echter kritisch op de zekerheid die een CBC of NFA moet bieden tegen overbelasting van de storingsreserve.
Belemmeringen en snelheid implementatie	±	Met een AmvB kan de storingsreserve opengesteld worden voor batterijen. Vereist mogelijk wel aangepaste CBC of een NFC contract. Netbeheerders zullen de maatregel zodanig moeten implementeren dat overbelasting is uitgesloten, wat meer tijd vraagt of wellicht maar beperkt mogelijk blijkt te zijn.
Overige maatschappelijke effecten	+	Klein voordeel in nettarieven voor alle aangeslotenen door efficiënter gebruik van het net.

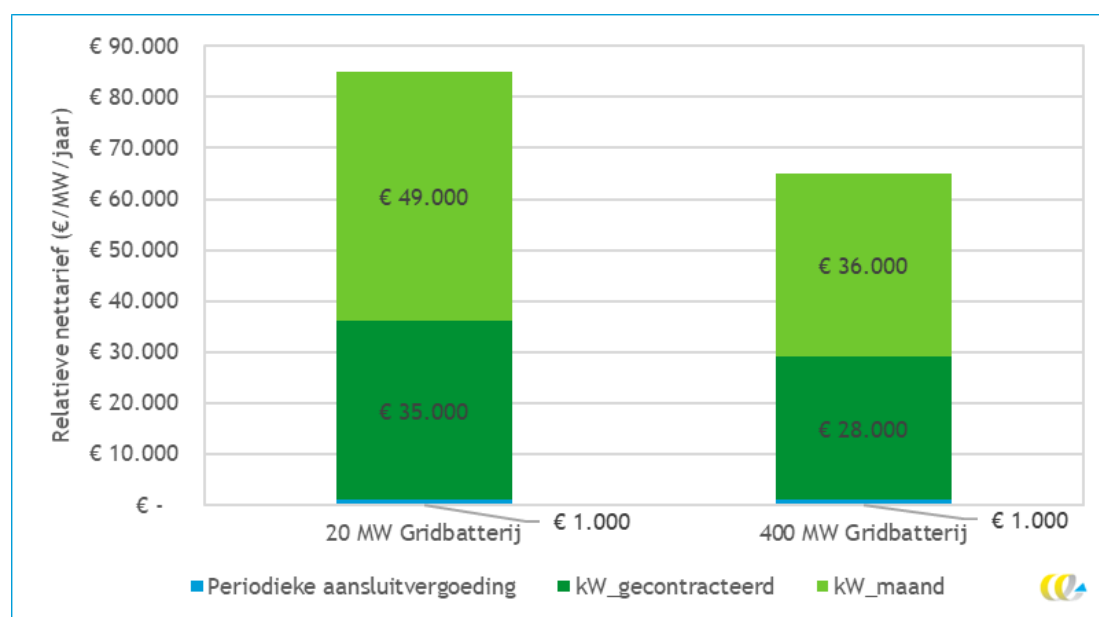
¹⁵ De ACM is van mening dat de netbeheerder een onkostenvergoeding verschuldigd is en onderzoekt momenteel twee varianten voor schadeloosstelling van aangeslotenen.

7.6 Vrijstelling van transporttarieven

Een vrijstelling van transporttarieven betekent dat batterijexploitanten minder of geen transporttarief, onderdeel van het netwerktarief, dienen te betalen. Er wordt dan gesproken over een verlaging van het kW-contract-component en soms ook de kWmax component. Bijvoorbeeld in Duitsland geldt vrijstellingen als er een dienst wordt ingekocht door de netbeheerder (ACM, 2021a). Batterijen aangesloten op het TSO-netwerk in België zijn volledig vrijgesteld van transporttarieven. In Nederland is zo'n korting vrijstelling er niet. De ACM concludeert dat de piekbelastingcomponent in het transporttarief mogelijk een belemmering is voor energieopslag, maar dat verder onderzoek naar tariefaanpassingen vereist is (ACM, 2021a). De branchevereniging Energy Storage NL pleit voor implementatie van de EU regelgeving, wat naar hun mening zou moeten leiden tot dat er geen transporttarief betaald dient te worden door batterijen.¹⁶ Een uiteindelijke keuze voor een korting of vrijstelling valt binnen volledig binnen de bevoegdheid van de ACM en de netbeheerders kunnen voor een wijziging van de tarieven een voorstel doen.

Figuur 15 toont de relatieve nettarieven (€/MW/jaar) voor de twee casussen. Het transporttarief bestaat uit een component voor het gecontracteerde vermogen (kW-gecontracteerd) en een verbruikscomponent gebaseerd op de piek per maand (kW-maand). Een korting op het transporttarief kan een volledige vrijstelling zijn, korting op het kW-maand-component of een procentuele korting. We gaan uit van een vrijstelling van het transporttarief. In deze analyse brengen we de voor- en tegenargumenten van een vrijstelling op de transporttarieven in kaart en beoordelen we deze uiteindelijk.

Figuur 15 - Nettarieven (€/MW/jaar) voor batterijen met nettarieven 2023



Een aandachtspunt dat we identificeren, is hoe een eventuele korting gerealiseerd wordt als cable pooling wordt gebruikt. Er is dan minder goed onderscheidt te maken welk gedeelte van het tarief gekoppeld is aan de batterij en waar de korting dan op zou gelden.

¹⁶ www.energystoragenl.nl/verhoging-transporttarieven-houdt-plaatsing-batterijen-tegen.

7.6.1 Voor- en tegenargumenten

We beschrijven de voor- en tegenargumenten over een korting op of vrijstelling van de transporttarieven. In Paragraaf 7.6.2 komen we tot een conclusie in de effectbeoordeling.

Argumenten voor vrijstelling van transporttarieven

De geschetste voor- en tegenargumenten zijn argumenten in het debat en niet noodzakelijkerwijs de mening van CE Delft.

Het eerste argument is een gelijk speelveld. In verschillende Europese landen wordt een korting gegeven, bijvoorbeeld als een netbeheerder bij hen inkoopt (Duitsland) of in het algemeen als ze bij de TSO aangesloten zijn (België). Daardoor is er een ongelijk speelveld tussen batterijen in Nederland en België en Duitsland en zullen investeringen mogelijk gedaan worden in andere landen. In de meeste EU-landen betalen batterijen echter wel nettarieven (ACER, 2023). Daarnaast is er een ongelijk speelveld tussen flexibiliteitsbronnen die kunnen invoeden. Pure productie-installaties betalen veel lagere netwerkstarieven, omdat er geen transporttarief is voor invoeding. Batterijen kennen daardoor hogere nettarieven dan een producent, maar gebruiken ook het netwerk op een andere manier. We erkennen dat er een ongelijk speelveld kan ontstaan tussen landen als het beleid sterk verschilt, waardoor investeringen ook mogelijk eerder in andere landen plaatsvinden.

Het tweede argument gaat over de interpretatie van de EU regelgeving. De batterijexploitanten vinden dat de EU-regelgeving voorschrijft dat batterijen geen transporttarief betalen. De uiteindelijke interpretatie is buiten de scope van deze studie maar is aan juristen. Er is de huidige regelgeving niets opgenomen over dat opslag een aparte categorie moet zijn in de netcodes, maar daar wordt wel door de Europese branchevereniging voor energieopslag voor gepleit. Voor de energiebelasting is besloten dat een batterij wordt vrijgesteld, omdat er niet twee maal energiebelasting geheven kan worden op 1 kWh. Datzelfde kan dus gezegd worden voor nettarieven, ook al kan er ook opgemerkt worden dat het heen-en-weer transporteren van die kWh wel degelijk tot extra netbelasting leidt en dus wel een andere impact heeft dan een direct geleverde kWh.

Een derde argument dat soms genoemd wordt, is de grote onzekerheid van nettarieven en impact op de businesscase en financierbaarheid. In 2023 zijn de netwerkstarieven sterk gestegen, primair gedreven door hogere energiekosten voor netverliezen en in mindere mate door hogere afschrijvingskosten voor netinvesteringen. De stijgende netinvesteringen zullen bijdragen aan stijgende nettarieven de komende decennia. Omdat nettarieven voor batterijen een groot aandeel hebben in de totale kosten, is dit een vrij grote onzekerheid in de businesscase van batterijen, waardoor de financierbaarheid vermindert. We zien dat echter niet als steekhoudend argument, omdat de nettarieven de gemiddelde daadwerkelijke kosten reflecteren.

Een vierde argument is dat batterijen het elektriciteitsnetwerk zeer beperkt additioneel zouden belasten, waardoor lagere nettarieven te verdedigen zijn. ESNL pleit daarom voor “... dat er géén transporttarief wordt betaald door batterijen indien zij met hun acties het elektriciteitsnet niet in de weg zitten” (Energy Storage NL, 2022). In onze analyses komen we echter tot een duidelijke andere conclusie.

Een vijfde argument is dat in Richtlijn 2019/944 opgenomen zou zijn dat batterijen geen dubbele tarieven in rekening gebracht zouden mogen worden: *actieve afnemers in ... energieopslagactiviteiten geen dubbele tarieven aangerekend worden voor opgeslagen elektriciteit op hun eigen terrein of als ze flexibiliteitsdiensten leveren aan systeembeheerders*” (Richtlijn 2019/944, Artikel 15, lid 5b). Dit artikel heeft echter alleen

betrekking op actieve afnemers, wat partijen zijn die niet als belangrijkste commerciële of professionele activiteit hebben het verkopen van elektriciteit of deelname aan bijvoorbeeld flexibiliteitsdiensten. Batterijen hebben vaak dit oogmerk en komen daarmee niet in aanmerking voor een eventuele vrijstelling op dubbele tarieven. Daarnaast zijn er op dit moment geen dubbeltarieven, aangezien er geen transporttarief voor invoeding is. Er wordt voor netgebruik dus maar één keer betaald.

Tegenargumenten vrijstelling van transporttarieven

De geschetste voor- en tegenargumenten zijn argumenten in het debat en niet noodzakelijkerwijs de mening van CE Delft.

Een eerste argument is dat batterijen wel zullen bijdragen aan netcongestie door deel te nemen op balanceringsmarkten. Een korting op of vrijstelling van transporttarieven kan volgens ons niet gegeven worden zonder dat daar een bepaalde tegenprestatie tegenover staat, zoals een zekere lagere netbelasting tijdens de piek. Een korting zonder zulke gegarandeerde tegenprestatie is echter potentieel juist discriminatoir naar andere netgebruikers.

Een korting met een zekere tegenprestatie is eigenlijk in basisprincipe een NFC-contractvorm. Daarmee wordt er gegarandeerd minder netimpact veroorzaakt en valt dus te onderbouwen dat een lager nettatarief terecht is. Alleen een korting voor batterijen zonder deze garantie is volgens ons niet te verantwoorden. Nieuwe vormen, zoals een tariefkorting, kunnen dan ook niet alleen voor batterijen toegepast moeten maar zouden dan non-discriminatoir toegepast worden op de volledige markt.

Een tweede argument is dat batterijen simpelweg stroom afnemen van het elektriciteitsnetwerk en dus gelijk behandeld moeten worden als andere afnemers. Batterijen veroorzaken kosten door hun aansluiting op het netwerk en dienen die dus te betalen. Batterijen nemen door het energieverlies zelfs meer af dan dat ze terugleveren. Batterijen zijn flexibele afnemers en er is te pleiten voor het anders behandelen van flexibele gebruikers in het algemeen.

Het derde argument komt naar voren in EU Verordening 2019/943: “... marktdeelnemers hebben een recht om onder objectieve, transparante en niet-discriminerende voorwaarden toegang te krijgen tot de transmissie- en distributienetten.” (Verordening 2019/943, Artikel 3, lid q). Een techniekvrije vrijstelling zou discriminerend zijn en dus niet mogelijk.

7.6.2 Effectbeoordeling vrijstelling transporttarieven

In deze studie zijn voor- en tegenargumenten in kaart gebracht. Een uiteindelijke keuze voor een korting of vrijstelling van transporttarieven voor batterijen valt volledig binnen de bevoegdheid van de ACM, de netbeheerders kunnen een voorstel voor een tariefwijziging doen. CE Delft beoordeelt de argumenten hier en geeft haar mening over een vrijstelling van de transporttarieven. We zien echter op dit moment vanuit de scope van deze studie geen directe aanleiding voor een korting op of vrijstelling van de transporttarieven. We zien geen overtuigende juridische argumenten in de EU-wetgeving. Vanuit onze technische analyse blijkt daarnaast dat batterijen bijdragen aan de piekbelasting en dus het netwerk additioneel belasten. Daarmee is er dus ook een economisch argument om deze batterijen te laten betalen voor hun netgebruik. Een vrijstelling zou daarnaast zorgen dat deze kosten gedragen zouden worden door andere aangesloten.

Kijken naar de huidige situatie buiten de regelgeving delen we de mening van ESNL “... dat er géén transporttarief wordt betaald door batterijen indien zij met hun acties het elektriciteitsnet niet in de weg zitten” (Energy Storage NL, 2022). Met het huidige beleid wordt echter niet gewaarborgd dat batterijen geen negatief effect hebben. Ook als batterijen buiten pieken acteren, wordt het elektriciteitsnetwerk verder opgevuld, daardoor neemt de kans op piekbelasting simpelweg toe. Belangrijker echter is dat uit onze analyses blijkt dat er relatief veel momenten zijn dat er op de onbalansmarkten een financiële prikkel is om bij te dragen aan netcongestie. Tijdens deze momenten zal een batterij laden om onbalans op te lossen, terwijl er al hoge piekbelasting is in het systeem en daarmee de piekbelasting verhoogt. Dit is verder toegelicht in Paragraaf 3.2.5. Daarmee verwachten we dus dat er wel degelijk een gegronde kans is dat batterijen tijdens de piek het netwerk additioneel zullen belasten. De netimpact van een batterij met een firm-aansluiting zal daarom niet noodzakelijkerwijs veel anders zijn dan andere aangeslotenen.

Kijkend naar de effectbeoordeling, resulteert een korting of vrijstelling niet in een positief effect op netcongestie of sturing op locatie. Wel verbetert het logischerwijs de businesscase van batterijen, resulterend in mogelijk 500 MW extra rendabel batterijvermogen tot resultaat. Dit effect op de businesscase betekent dat de prijzen op de redispatch-netcongestiemarkt en energiemarkten naar verwachting kunnen dalen door lagere kosten voor de exploitant. Zoals geconcludeerd, hangt een definitieve interpretatie van de EU-verordening en Richtlijn en implementatie in de Nederlandse regelgeving sterk boven deze maatregel. Vanuit het perspectief van netcongestie is een korting naar onze mening niet te verantwoorden, aangezien er geen negatieve netimpact mee voorkomen kan worden en batterijen zonder extra sturing wel netcongestie zullen veroorzaken. Een korting is wellicht wel te verantwoorden voor energiebalancering, maar dit vereist technisch verdere analyses en een beoordeling.

Tabel 27 - Beoordeling maatregel - Vrijstelling van transporttarieven

Criteria	Beoordeling	
Netimpact	--	Deze vrijstelling of korting heeft geen enkel effect op netcongestie. Het gedrag van batterijen wordt niet beïnvloed. Er komen extra batterijen bij een vrijstelling, die daarmee dus wel tot extra netcongestie kunnen leiden.
Sturing op locatie	--	Geen sturing op locatie.
Non-discriminatoir	±	Een vrijstelling voor batterijen zou discriminatoir zijn. Een vrijstelling/korting voor flexibele bronnen in het algemeen mogelijk niet, maar dit hangt af van de relatief veroorzaakt netkosten.
Kosteneffectiviteit	--	Zonder additionele sturing is er geen garantie dat deze korting resulteert in lagere netkosten.
Businesscase batterijen	++	De businesscase verbetert sterk. Daarnaast neemt de financierbaarheid toe, omdat de nettarieven een grote onzekerheid kennen richting de toekomst.
Draagvlak stakeholders	±	Er is geen overeenstemming over de wenselijkheid van deze maatregel onder stakeholders.
Belemmeringen en snelheid implementatie	±	Een korting/vrijstelling kan vrij snel ingevoerd worden door een aanpassing van de Tarievenscode en wellicht de Netcode, mits de ACM instemt met deze wijziging. Eerst dient een interpretatie van de EU-regelgeving gevormd te worden door de ACM (eventueel gebaseerd op voorstel van de netbeheerders), waarvan de doorlooptijd onzeker is.
Overige maatschappelijke effecten	-	Met een vrijstelling gaan andere gebruikers meer nettarieven betalen.

8 Conclusies en aanbevelingen

In deze studie is de relatie onderzocht tussen afnamenetcongestie en grootschalige batterijprojecten die tot 2030 gerealiseerd worden. Dit zijn lithium-ion systemen met maximaal 4-uurs opslagcapaciteit. Deze batterijprojecten worden ontwikkeld voor de balancering van vraag en aanbod van elektriciteit en zijn daarmee belangrijk voor de energietransitie. Uit deze studie blijkt dat er voor deze grootschalige gridbatterijen geen rol is in het substantieel, betrouwbaar en schaalbaar oplossen van netcongestie door de afname van elektriciteit. Dit betekent dat door de batterijprojecten de komende jaren geen of zeer beperkt extra afname-klienten aangesloten kunnen worden. Voor de huidige batterijprojecten moet het beleid zich daarom richten op zorgen dat batterijen netcongestie-neutraal acteren terwijl ze wel energiebalancering kunnen toepassen. Dit beleid bestaat uit het sturen op de locatie van grootschalige batterijen en zorgen dat batterijen niet bijdragen aan de piekbelasting door nieuwe nettarieven of contractvormen. Door de uitvoering van dit beleid wordt gewaarborgd dat netcongestie niet verergert door batterijen, terwijl ze wel een positieve bijdragen leveren aan energiebalancering en de transitie naar een duurzaam energiesysteem. De rol van batterijen voor opweknetcongestie is buiten de scope van deze studie en wordt in een vervolgstudie onderzocht.

Congestieneutraal: voorkomen van extra netcongestie door batterijen is wenselijk en goed mogelijk met additioneel beleid

Netcongestieneutraal betekent dat batterijen de piekbelasting niet verhogen door niet te acteren op momenten van piekbelasting. Met de uitvoering van deze beleidsaanbevelingen door de rijksoverheid, netbeheerders en ACM kan gewaarborgd worden dat batterijen niet bijdragen aan afnamenetcongestie. Gebaseerd op de beoordeling van de effecten van de verschillende beleidsvarianten, bevelen wij aan:

1. **Storingsreserve en NFC:** het gebruik van de storingsreserve biedt een mogelijkheid om grootschalige batterijen aan te sluiten met een zeer lage netimpact en zekerheid voor de batterijexploitant. Verder onderzoek is vereist naar de uitvoering en de hoeveelheid vermogen dat aangesloten kan worden. Aansluiting op de storingsreserve zou goed kunnen met een capaciteitsbeperkingscontract of non-firm-capaciteit (NFC). Non-firm-capaciteit kan in specifieke gevallen aantrekkelijk zijn en maakt het mogelijk batterijen aan te sluiten zonder negatieve netimpact. Het is zeer afhankelijk van de locatie en het ontwerp of een NFC interessant is voor exploitanten. Er is veel overlap met een capaciteitsbeperkingscontract (CBC) en wij verwachten dat een CBC voor veel batterijexploitanten aantrekkelijker is.
2. **Sturing op locatie:** de netbeheerder kan sturen op de vestigingslocatie van grootschalige batterijen door inzicht te geven in beschikbare netwerkcapaciteit voor het aansluiten van batterijen. We adviseren de overheid om in ieder geval te sturen met kaders voor regionale overheden voor kleinere batterijen en om de ruimtelijke sturing voor batterijen groter dan 100 MW aan te merken als van nationaal belang en mee te nemen in het Programma Energiehoofdstructuur.
3. **Verhoog financiële grens congestiemanagement en voeg doelmatigheidseis toe:** het is aan te bevelen om, op basis van de maatschappelijke kosten van netcongestie, het maximumbudget voor congestiemanagement te verhogen. Dit reflecteert de maatschappelijke kosten voor het 'niet aansluiten' van extra klanten. Voorwaarde is dat naar onze mening daaraan gekoppeld een doelmatigheidseis opgenomen moet worden, oftewel een maximaal bedrag per additioneel aangesloten (flexibel) vermogen, om

excessieve kosten te voorkomen. Met deze aanpassingen kunnen meer batterijen vergoed worden om congestieneutraal te acteren.

Bedrijven zullen zelf ‘achter de meter’-batterijen in gebruik nemen. Dit doen ze om uit de voeten te kunnen met een kleinere aansluiting of in congestiegebieden extra elektriciteit te kunnen gebruiken. Bedrijven kunnen daarmee wel groeien of elektrificeren dankzij batterijen. Daarmee wordt ook extra piekbelasting voorkomen zodat batterijen een neutraal effect op netcongestie hebben. Batterijen met andere doelstellingen zoals op het verlagen van aansluitwaarde of invoeden van extra zon, kunnen piekbelasting dus wel reduceren en zo congestieneutraal acteren. Batterijen achter de meter die handelen op die balanceringsmarkten zullen echter wel bijdragen aan netcongestie.

Bijdragen: batterijen zijn belangrijk in het energiesysteem, maar dragen met huidig beleid daarmee bij aan netbelasting en afnamenetcongestie

Uit onze businesscaseanalyse blijkt dat er in 2030 een rendabel vermogen van 0,5 tot 2 GW is voor grootschalige batterijen op de balanceringsmarkten van TenneT. Het opslaan en later leveren van overschotten duurzame energie wordt niet rendabel. Door te handelen op de balanceringsmarkten zullen batterijen de afname-piekbelasting verder verhogen op verschillende momenten dat er al piekbelasting is. Daarmee zullen batterijen dus bijdragen aan lokale afnamenetcongestie waardoor de problematiek toeneemt. Daar staat tegenover dat ze wel een bijdrage leveren aan leveringszekerheid en een CO₂-vrij energiesysteem. Zonder additioneel beleid zullen de huidige en geplande grootschalige batterijen wel degelijk resulteren in extra netbelasting en bijdragen aan netcongestie.

Oplossen: huidige batterijprojecten gaan afnamecongestie niet oplossen, beleid moet zich daar niet op richten

Uit de analyses in deze studie blijkt dat de huidige geplande batterijprojecten (1- tot 4-uurs batterijen) voor energiebalancing geen substantiële, betrouwbare en schaalbare oplossing zijn voor netcongestie door de afname van elektriciteit. Door de huidige en verwachte batterijen gaan niet of zeer beperkt extra klanten aangesloten kunnen worden in gebieden met netcongestie. Batterijen die richting 2030 gerealiseerd worden, kunnen vaak maximaal twee en soms vier uur hun maximale vermogen leveren, terwijl overbelasting vaak langer zal duren. Batterijen kunnen dan de piek niet of slechts gedeeltelijk oplossen en niet op alle momenten. De congestie is afhankelijk van het belastingsprofiel van het transformatorstation, nu en in de toekomst. Dit profiel is zeer lastig te voorspellen, waardoor het extra onzeker is of grootschalige batterijen op de langetermijnnetcongestie kunnen oplossen.

De huidige grootschalige batterijen zijn geen schaalbare oplossing om afnamenetcongestie in Nederland op te lossen vanwege technisch-economisch, organisatorische en financiële redenen. Beleid voor de batterijen tot minstens 2030 (lithium-ion, 4-uurs energiec capaciteit) dient zich dus niet te richten op het oplossen van afnamenetcongestie met batterijen, maar wel op het voorkomen dat batterijen bijdragen aan netcongestie (congestieneutraal acteren). Ook nieuwe grootschaligere batterijen, bijvoorbeeld via aanbestedingen, zullen over het algemeen geen kosteneffectieve oplossing zijn als alternatief voor netverzwaring maar potentieel wel technisch mogelijk. We concluderen daarmee dat de belangrijkste bijdrage en (financiële) waarde van batterijen energiebalancing is en niet het oplossen van netcongestie. Batterijen voor energiebalancing spelen daarmee een belangrijke rol in het realiseren van een CO₂-vrij energiesysteem en de energietransitie in het algemeen, maar niet voor het oplossen van afnamenetcongestie.

Een samenvatting van onze analyses en hoofdconclusies is opgenomen in het [kernrapport](#).

Er wordt op dit moment gewerkt aan een vervolgstudie met geplande oplevering in september 2023. Die studie is specifiek gericht op opweknetcongestie, waar we een grote rol voor batterijen verwachten in het oplossen van netcongestie, beleid voor opweknetcongestie en het omvat ook een analyse van flow-batterijen.



9 Literatuur

- ACER, 2023. *Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe*, Ljubljana, Slovenia: ACER.
- ACM, 2021a. *Marktscan elektriciteitsopslag*, Den Haag: ACM.
- ACM, 2021b. *Ontwerp codebesluit congestiemanagement ACM/UIT/559634*, Den Haag: Autoriteit Consument en Markt (ACM).
- ACM, 2022a *ACM consulteert regels voor gebruik reservecapaciteit hoogspanningsnet* [Online] www.acm.nl/nl/publicaties/acm-consulteert-regels-voor-gebruik-reservecapaciteit-hoogspanningsnet.
- ACM, 2022b. *Consultatie alternatieve transportrechten en 'use it or lose it'*, Autoriteit Consument & Markt (ACM) www.acm.nl/nl/publicaties/consultatie-alternatieve-transportrechten-en-use-it-or-lose-it 25 oktober 2022.
- CE Delft, 2022. *Omslagpunt grootschalige batterijopslag. Wat is de betekenis van batterijopslag voor de inpassing van zon in het energiesysteem?*, Delft: CE Delft.
- Cole, W., Frazier, A. W. & Augustine, C., 2021. *Cost projections for Utility-Scale Battery Storage : 2021 update*, Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory (NREL).
- Department for Business, E. I. S., 2022. *Facilitating the deployment of large-scale and longduration electricity storage*, London: CROWN.
- Duijnmayr, D., 2022. Netbeheerders willen batterij alleen nog met tijdsgebonden contract aansluiten. In: *Energiea*, 7 juli 2022.
- Energy Storage NL, 2022 *Verhoging transporttarieven houdt plaatsing batterijen tegen* [Online] www.energystoragenl.nl/verhoging-transporttarieven-houdt-plaatsing-batterijen-tegen.
- Enexis, 2020 *ENPULS START MET OPSLAG VAN ZONNE-ENERGIE OM HET ELEKTRICITEITSNET TE ONTLASTEN* [Online] www.enexisgroep.nl/nieuws/enpuls-start-met-opslag-van-zonne-energie-om-het-elektriciteitsnet-te-ontlasten.
- Enexis, 2021 *Update: vrijgeven reservecapaciteit voor opwek* [Online] www.enexis.nl/over-ons/nieuws/2021/04/update-vrijgeven-reservecapaciteit-voor-opwek.
- ENTSO-E, 2023 *Total Load - Day Ahead / Actual* [Online] www.transparency.entsoe.eu.
- ENTSO-E, lopend. *Transparency Platform : Dashboard*, www.transparency.entsoe.eu.
- European Commission, 2022 *Capacity Mechanisms* [Online] www.energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/Capacity_mechanisms_are_temporary_support_term_security_of_electricity_supply_Capacity_mechanisms_enable_power_plants_for_generating_electricity_when_needed.
- iWell, 2022 *Cube Batterijsysteem voor appartementen* [Online] www.iwell.nl/producten/appartementen.
- Ministerie van EZK, 2020. *Besluit van 1 december 2020 tot wijziging van het Besluit investeringsplan en kwaliteit elektriciteit en gas (uitvalsituaties hoogspanningsnet)*. *Staatsblad van het Koninkrijk der Nederlanden*, 2020.
- Ministerie van EZK, 2021. *Brief van de Minister van Economische Zaken en Klimaat d.d. 21 april 2021 m.b.t. Voorzienings- en leveringszekerheid energie*, Den Haag: Tweede Kamer der Staten-Generaal.
- Netbeheer Nederland, 2022a. *Codewijzigingsvoorstel non-firm aansluit- en transportovereenkomst*, Den Haag: Netbeheer Nederland.



- Netbeheer Nederland**, 2022b. *Nieuw inpassingskader voor grote batterijen moet netcongestie verminderen*, Netbeheer Nederland, 15 december 2022
www.netbeheernederland.nl/nieuws/nieuw-inpassingskader-voor-grote-batterijen-moet-netcongestie-verminderen-30-1-2023.
- NREL**, 2020. *U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmark: Q1 2020*, Golden (CO): National Renewable Energy Laboratory (NREL).
- NREL**, 2022. *Annual Technology Baseline 2022 - Utility-Scale Battery Storage*,
www.atb.nrel.gov/electricity/2022/utility-scale_battery_storage.
- OTE**, 2018. *Afwegingskader verzwaren tenzij*, Overlegtafel Energievoorziening (OTE),
www.netbeheernederland.nl/upload/Files/OTE_Rapport_Afwegingskader_verzwaren_tenzij.pdf.
- Overlegtafel Energievoorziening**, 2018. *Belemmeringen in nettarieven*, mei
www.netbeheernederland.nl/upload/Files/OTE_Rapport_Belemmeringen_in_nettarieven.pdf 2019.
- PBL**, 2021. *Conceptadvies SDE++ 2022 Zonne-energie*, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).
- PBL**, 2022. *Klimaat- en Energieverkenning (KEV) 2022*, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).
- Provincie Noord-Holland**, 2022 *Subsidie Oplossingen bij Netcongestie Noord-Holland 2022 (SON)* [Online]
www.noord-holland.nl/Loket/Producten_en_Diensten/Subsidie_Oplossingen_bij_Netcongestie_Noord_Holland_2022_Subsidie_voor_het_realiseren_van_een_aanvraag_van_een_samenwerkingsverband.
- Rijksoverheid**, 1998. *Wet van 2 juli 1998, houdende regels met betrekking tot de productie, het transport en de levering van elektriciteit (Elektriciteitswet 1998)*, 's Gravenhage: Rijksoverheid.
- Rijksoverheid**, 2013 *Regeling inzake tariefstructuren en voorwaarden elektriciteit* [Online]
www.wetten.overheid.nl/BWBR0017883/2013-08-01.
- Rijksoverheid**, 2021. *Besluit investeringsplan en kwaliteit elektriciteit en gas*: Rijksoverheid.
- Rijksoverheid**, 2022. *Netcode elektriciteit*: Rijksoverheid.
- Strategy**, 2022. *Batterijen dreigen energiemarkten te overspoelen: 20 GW in pijplijn*, Woudenberg: Strategy.
- TenneT**, 2022a. *Monitor Leveringszekerheid 2022*: TenneT.
- TenneT**, 2022b *TenneT start landelijk onderzoek naar flexibel vermogen* [Online]
www.tennet.eu/nl/nieuws/tennet-start-landelijk-onderzoek-naar-flexibel-vermogen.
- TenneT**, lopend. *Data Systeem & Transport*, www.tennet.org/bedrijfsvoering/index.aspx.
- Vattenfall**, 2021 *Batterij maakt laden auto's mogelijk zonder extra belasting netwerk* [Online]
www.group.vattenfall.com/nl/newsroom/persbericht/2021/batterij-maakt-elektrisch-laden-autos-mogelijk-zonder-extra-belasting-elektriciteitsnetwerk.
- VVD, D66, CDA & ChristenUnie**, 2021. *Coalitieakkoord 'Omzien naar elkaar, vooruitkijken naar de toekomst'*, Den Haag: Rijksoverheid.

A Achtergrondinformatie NFC

Van Liander hebben we twee profielen ontvangen van de netbelasting van onderstations in Amsterdam, nu en in de toekomst. Op basis van de belasting van de twee onderstations, hebben we twee verschillende NFC-profielen (A en B) opgesteld, waarin dus niet op elk moment de volledige aansluiting gebruikt kan worden. Voor onze analyse gaan we uit van het jaar 2030 en dat de netbeheerder het NFC-profiel baseert op de geprognosticeerde netbelasting met een veiligheidsmarge van 5%. Daarnaast nemen we aan dat het totale non-firm-vermogen van de aansluitingen 20% is ten opzichte van de totale stationscapaciteit.

Tabel 28 - Resulterende eigenschappen NFC-profiel

Uur	Station A		Station B	
	Afname	Invoeding	Afname	Invoeding
Uren met beperking	1.417	672	2.456	0
Gemiddelde beschikbare capaciteit	90%	93%	77%	100%
Vollasturen beschikbare capaciteit	7.918	8.191	6.718	8.766
Aantal dagen zonder beperking	123	225	121	365
Totaal vollastdagen	194	232	136	365
Totaal vollasturen	4.650	5.576	3.258	8.760

Voor het vaststellen van de inkomsten op de aFRR-markt is gekeken naar de vollastdagen. Op de aFRR-markt moet immers per dag ingeboden worden. Uit Tabel 28 blijkt, kijkend naar de vollastdagen, dat er voor Station A 58% van het potentieel ingeboden kan worden en voor Station B 69%. Dit zijn de vollastdagen voor afname en invoeding gedeeld door het aantal dagen per jaar.