

Onderbouwing Maatschappelijke Business Case Allocatie 2.0

Finale versie – 28 mei 2021

Inhoudsopgave

Management Samenvatting	3
Context	6
1. Introductie: Inefficiënties in het huidige en toekomstige Nederlandse elektriciteitssysteem.....	7
2. Het programma Allocatie 2.0	9
3. De maatschappelijke business case van Allocatie 2.0	11
3.1 De kosten van Allocatie 2.0	13
3.2 Directe kwantitatieve baten.....	13
3.3 Directe kwalitatieve baten	15
3.4 Indirecte baten (faciliteren energietransitie)	17
3.5 Gevoeligheden en risico's van de maatschappelijke business case.....	19
4. Impact op de eindgebruiker	21
5. Aandachtspunten voor de implementatie	22
<i>Appendix 1: Aansluiting met sector doelstellingen</i>	<i>24</i>
<i>Appendix 2: Verschuiving netverlieskosten naar de RNB's.....</i>	<i>25</i>
<i>Appendix 3: Impact van Allocatie 2.0 op netcapaciteit.....</i>	<i>26</i>

Management Samenvatting

De energietransitie vergt verdere innovatie op het gebied van marktfacilitering. Het huidige allocatiesysteem, waarbij energiestromen niet worden toegewezen op basis van werkelijk gemeten energiestromen maar aan de hand van standaard profielen (“profielenmethodiek”) werkt steeds minder goed: de grote mate en grilligheid van decentrale opwek en toenemende variatie in verbruikspatronen zorgt er voor dat de profielen niet meer een goede reflectie van de werkelijke energiestromen zijn. De voorspelling van energiestromen wordt onnauwkeuriger en de onbalans stijgt. Ook krijgen hierdoor BRP’s in steeds grotere mate verkeerde volumes toegewezen omdat de methodiek geen rekening houdt met invoeding en daadwerkelijk afgenomen verbruiken. De onzuivere toewijzing, in combinatie met de stijgende onbalans, zorgt er voor dat het financiële risico voor marktpartijen significant toeneemt wat kan leiden tot verstoorde marktwerking. Een verstoorde marktwerking kan als gevolg hebben dat commerciële partijen failliet gaan met bijbehorende risico’s op de leveringszekerheid.

De energietransitie leunt op een flexibel energiesysteem met een goede afstemming tussen vraag en duurzaam aanbod. Het gevolg van een slechte afstemming is dat er een onderbenutting van duurzaam productievermogen ontstaat en een noodzaak om regelbaar (conventioneel) productievermogen bij te bouwen. Flexibiliteitsproposities, zoals time-of-use tarifiering, stellen de markt in staat deze afstemming beter te handhaven. Door de profielenmethodiek is er een gebrek aan stimulans voor het aanbieden van flexibiliteitsproposities, omdat energiestromen niet worden toegewezen op basis van werkelijk gemeten energiestromen met representatieve prijzen per kwartier. Klanten krijgen dan onvoldoende prijsprikkels om hun verbruik aan te passen ten behoeve van een flexibeler energiesysteem.

Allocatie 2.0 voorziet in een toekomstbestendige toewijzingsmethodiek¹ door middel van 19 scope items op het gebied van meetdata collectie-, allocatie- en reconciliatieprocessen. Marktpartijen worden eerlijk afgerekend op basis van werkelijk gemeten energiestromen en representatieve prijzen van hun portfolio (zoals ook in nieuwe regelgeving en Klimaatakkoord wordt voorgeschreven).

Collectieve slimme meter allocatie (cSMA) is het belangrijkste onderdeel binnen Allocatie 2.0. cSMA zorgt voor een zuivere toewijzing van het gealloceerde volume aan de Balance Responsible Parties (BRP’s), waardoor accurate verrekening tegen representatieve prijzen mogelijk wordt. Voor het uitlezen van slimme meters t.b.v. cSMA is een wettelijke grondslag vereist die tot op heden ontbreekt. Deze wettelijke grondslag is niet vereist voor de zogenaamde tussenoplossing waarbij dynamische profielen worden gebruikt voor de toewijzing. Voor Allocatie 2.0 worden daarom twee uitrolscenario’s overwogen: scenario 1 gaat via de tussenoplossing in 2023 naar cSMA in 2025, scenario 2 gaat direct naar uitrol van cSMA in 2024. Investerings voor scenario 1 bedragen ~95 mEUR, voor scenario 2 bedragen de investeringen ~85 mEUR. In het basis scenario (scenario 0) wordt er van uit gegaan dat Allocatie 2.0 niet plaats vindt. Scenario 1 en scenario 2 worden vergeleken met dit basis scenario.

Er is een sterke maatschappelijke business case voor de uitrol van Allocatie 2.0.

- **Allocatie 2.0 is een belangrijke stimulans voor een betere afstemming tussen vraag en duurzaam aanbod in de toekomst, wat essentieel is voor de energietransitie.** Dit wordt mogelijk gemaakt door Allocatie 2.0 omdat cSMA flexibiliteitsproposities stimuleert. De flexibiliteitsproposities maken het mogelijk eindgebruikers actief te betrekken bij het

¹ Zo toekomstbestendig als mogelijk is op basis van werkelijk gemeten energiestromen per kwartier

afstemmen van vraag en (duurzaam) aanbod. De breed gedragen verwachting binnen de sector is dat in een flexibelere markt waarin vraag en aanbod beter op elkaar zijn afgestemd minder conventioneel vermogen nodig is en het gebruik van duurzaam productievermogen gestimuleerd wordt op momenten van beschikbaarheid.

Deze flexibiliteitsproposities worden gestimuleerd doordat marktpartijen afgerekend worden op basis van werkelijk gemeten energiestromen tegen representatieve prijzen (gestimuleerd door cSMA). Het aanbieden van flexibiliteitsproposities zal immers alleen op grote schaal kunnen worden uitgerold als eindgebruikers en marktpartijen daadwerkelijk beloond worden voor het aanpassen van vraag op het beschikbare aanbod. Hiermee voldoet het systeem ook beter aan de Clean Energy Package (CEP) doelstellingen, Europese regelgeving en het Klimaatakkoord².

- **Ten tweede zal Allocatie 2.0 zorgen dat de marktwerking beter gewaarborgd blijft.** Dit is opgenomen als kwalitatieve baat: de financiële impact is niet gekwantificeerd. De borging van marktwerking is enerzijds een gevolg van onderstaande financiële baten, deze leiden namelijk tot lagere risico's en daarmee tot een betere marktwerking. Daarnaast zal de marktverstoring, als gevolg van een onnauwkeurige toewijzing in de huidige profielenmethodiek, afnemen. Het allocatieproces verloopt nauwkeuriger, wat de risico's voor de marktpartijen verlaagt. Ook hiermee voldoet het systeem beter aan de CEP-doelstellingen, Europese regelgeving en het Klimaatakkoord².
- **Ten derde is de NPV van de maatschappelijke kosten en baten positief:** de belangrijkste gekwantificeerde directe baat is het reduceren van het onbalansvolume bij BRP's, gerealiseerd doordat BRP's gestimuleerd worden tot een betere voorspelling van de energiestromen binnen hun eigen portfolio. De BRP's moeten voor onbalans extra kosten maken wat doorbelast wordt aan leveranciers en uiteindelijk aan de eindgebruikers. De veronderstelde onbalansreductie bevat enige onzekerheid die wordt toegelicht in hoofdstuk 3.5. Daarnaast zorgt de nauwkeurigere toewijzing voor een minder grote reconciliatie over een kortere periode, met als gevolg dat BRP's minder financiële reserves hoeven aan te houden. Tot slot leidt Allocatie 2.0 tot efficiëntieverbeteringen: initieel bij de BRP's, later mogelijk ook bij andere partijen.

In vergelijking met een scenario waarbij Allocatie 2.0 niet wordt uitgerold, is de 10-jarige NPV ~115 mEUR in scenario 1 en ~100 mEUR in scenario 2 (inclusief benodigde investeringen).

- **Tenslotte zorgt Allocatie 2.0 voor overige kwalitatieve baten die de meetdata collectie-, allocatie- en reconciliatieprocessen transparanter, eerlijker en efficiënter maken.** Met name de overige scope items (naast cSMA en de tussenoplossing) dragen hieraan bij. Hierdoor wordt de marktwerking verder verbeterd wat op den duur vertaald kan worden in lagere prijzen of een betere service voor eindgebruikers.

Het belangrijkste verschil tussen de scenario's is dat scenario 1 (met tussenoplossing) meer zekerheid heeft als de wettelijke grondslag voor cSMA pas laat komt: de 10-jarige NPV met een 5 jaar vertraagde wettelijke grondslag voor cSMA is in scenario 1 ~100 mEUR, vergeleken met een negatieve 10-jarige NPV van ~ -50 mEUR in scenario 2 bij eenzelfde vertraging.

In deze maatschappelijke business case wordt het merendeel van de kosten gemaakt door de regionale netbeheerders, wat zich vertaalt in ~2 EUR per jaar per aangeslotene tot 2025. De directe baten komen voornamelijk bij de commerciële partijen terecht. Marktwerking moet ervoor zorgen dat

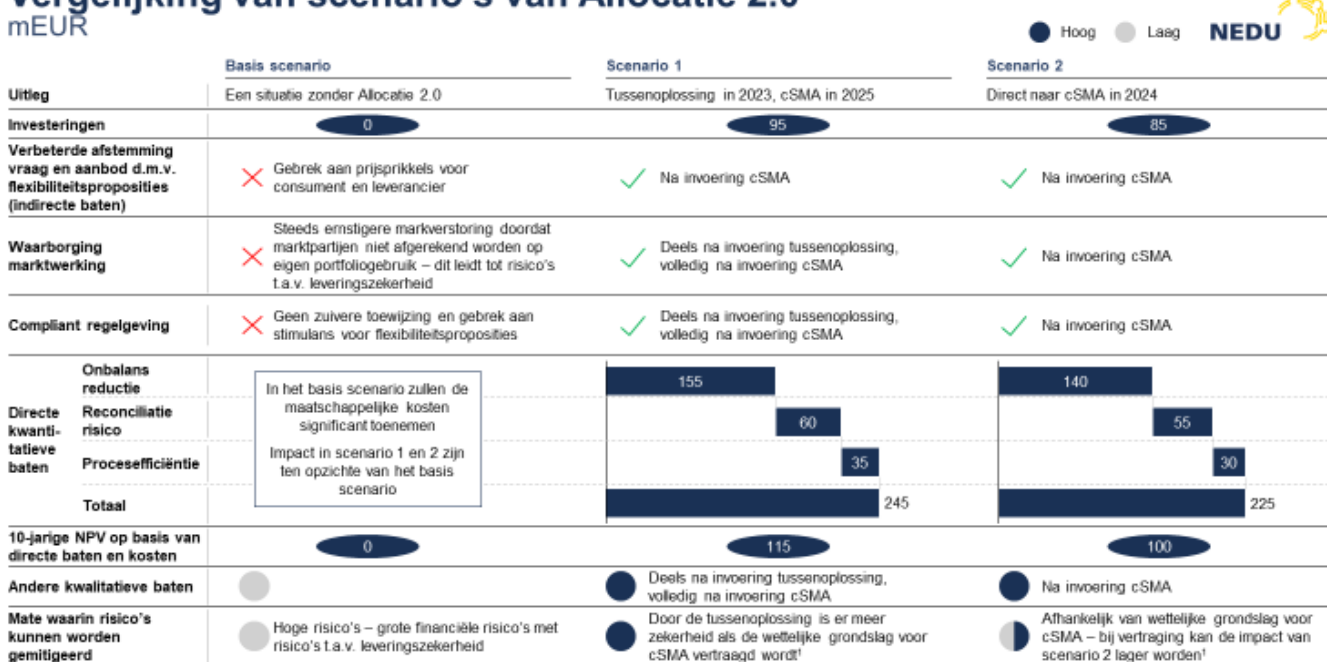
² Op basis van interviews met betrokkenen binnen de Allocatie 2.0 werkgroep: een juridische toets heeft binnen de scope van dit project niet plaatsgevonden.

de eindgebruikers uiteindelijk profiteren van deze directe baten door middel van lagere energieprijzen: mogelijk ~3 EUR per jaar, per aangeslotene (exclusief de indirecte baten als gevolg van flexibiliteitsproposities). Het doorberekenen van de baten in de energieprijzen is afhankelijk van de marktwerking en daarmee onzeker. Naast directe baten zal de eindgebruiker uiteindelijk ook profiteren van de indirecte baten als gevolg van flexibiliteitsproposities zoals time-of-use tarifiering.

Allocatie 2.0 is een zeer complex traject met meerdere stakeholders. Eerdere vergelijkbare trajecten hebben laten zien dat adequate borging van zowel de kosten als de baten essentieel is. Er wordt aangeraden om (1) de governance structuur zo simpel en adequaat mogelijk te maken, (2) goed batenmanagement in te richten op basis van KPI's zoals het onbalansvolume en (3) te onderzoeken of de tijd tussen investeringen en realisatie van baten verder gereduceerd kan worden.

Figuur 1: Vergelijking van scenario's van Allocatie 2.0³

Vergelijking van scenario's van Allocatie 2.0



¹. Bij scenario 1 zorgt een vertraging van de wettelijke grondslag van 5 jaar dat de NPV afneemt met -15 mEUR tot -100 mEUR, bij scenario 2 zal dit een afname van -150 mEUR zijn tot -50 mEUR

³ XML berichten zijn onderdeel van de scope van Allocatie 2.0 maar niet opgenomen in de scope van deze Business Case.

Context

Allocatie 2.0 is een programma van NEDU met als doel het verbeteren van de meetdata-, allocatie- en reconciliatieprocessen. In de Scope en Invoeringsstrategie Allocatie 2.0 zijn vier concrete doelstellingen gedefinieerd:

- Betere afstemming van vraag en aanbod op de elektriciteit markt en stimuleren van de inzet van flexibiliteit.
- Reduceren van de tijdsduur en financiële risico's reconciliatie / settlement.
- Beter faciliteren van verwante processen.
- Transparantere toewijzing van volumes en de verrekening hiervan.

In 2017 is voor onderdelen van Allocatie 2.0 een afzonderlijke batenanalyse opgesteld. Aangezien de investeringsbeslissing voor het programma genomen gaat worden, is besloten om de gehele maatschappelijke business case te evalueren.

De maatschappelijke business case is opgesteld in het licht van de nieuwe context rondom wetgeving en ontstane problemen met de huidige profielenmethodiek.

Een kernonderdeel van Allocatie 2.0 is collectieve slimme meter allocatie (cSMA). Voor cSMA is echter een wettelijk kader vereist om het voor de regionale netbeheerders mogelijk te maken slimme meters uit te lezen en de data te gebruiken voor allocatie. Het initiële invoeringsmoment van de Energiewet 1.0 is vertraagd en daarmee ook de grondslag voor cSMA die hierin opgenomen zou worden.

In de maatschappelijke business case wordt gekeken naar de kosten en baten voor het energiesysteem als geheel. Een baten of kosten verschuiving tussen partijen binnen het energiesysteem wordt niet meegenomen in de maatschappelijke business case. Het reduceren van CO₂ kosten, opwekkingskosten of het efficiënter uitvoeren van processen worden gezien als maatschappelijke baten.

In de business case zijn geen bandbreedtes opgenomen voor de resultaten. Dit is gedaan om het document leesbaarder te maken. Alle getallen in dit document zijn onder voorbehoud van onzekerheid, en dienen op deze manier gelezen te worden.

Deze onderbouwing van de maatschappelijke business case rondom Allocatie 2.0 is tot stand gekomen in een 6-weekse studie in samenwerking met alle relevante stakeholders rondom Allocatie 2.0. Hierbij is gebruik gemaakt van beschikbare data en expertise om de kwantitatieve en kwalitatieve baten in kaart te brengen. De kosten zijn gebaseerd op een inschatting van afzonderlijke stakeholders.

Dit document geeft de volledige onderbouwing voor de maatschappelijke business case van Allocatie 2.0. Daarnaast is een Technical Appendix beschikbaar waar verdere details en gebruikte methodes worden toegelicht.

1. Introductie: Inefficiënties in het huidige en toekomstige Nederlandse elektriciteitssysteem

Het Nederlandse (en Europese) energiesysteem ondergaat een grote verandering: Voor 2030 moet de uitstoot van CO₂ in Nederland gereduceerd zijn met 55% ten opzichte van 1990. De verwachting is dat in de periode 2020-2030 Nederland 10 GW windenergie op zee, 1 GW windenergie op land en 17 GW zonnestroom geïnstalleerd zal worden¹. Door lokale opwekking is de verwachting dat in 2030 35% van het elektriciteitsverbruik van huishoudens door eigen zonnepanelen wordt opgewekt t.o.v. 15% in 2021¹. Naar verwachting zal in deze periode ook het aantal volledig elektrische auto's stijgen naar ~1,6 miljoen en de hoeveelheid aardgasvrije (all-electric) woningen met warmtepompen stijgen van ~270 duizend naar ~700 duizend⁴.

De energietransitie leunt op een flexibel energiesysteem met een goede afstemming tussen vraag en duurzaam aanbod. Het gevolg van een slechte afstemming is dat er een onderbenutting van duurzaam productievermogen ontstaat en een noodzaak om regelbaar (conventioneel) productievermogen bij te bouwen. Om deze afstemming te verbeteren kunnen nieuwe waardeproposities binnen het energiesysteem helpen om de eindgebruiker actief te betrekken bij de energietransitie. Voorbeelden hier van zijn lokale opslag en time-of-use tariefstructuren met bijbehorende demand respons van eindgebruikers.

Deze veranderingen vragen om grote investeringen en verdere innovatie in het energiesysteem. Een van de reeds gedane investeringen is de slimme meter. Om het energienet klaar te stomen voor de transitie is Nederland sinds 2008 begonnen met het uitrollen van slimme meters: inmiddels heeft ~85% van de huishoudens een slimme meter tegen een investering van 1.5-2.0 mld EUR⁵. Daarnaast krijgen richting 2025 vrijwel alle grootverbruik aansluitingen een op afstand uitleesbare meter. Deze op afstand uitleesbare meters moeten alle spelers in het systeem in staat stellen om effectiever en efficiënter om te gaan met het systeem (bijvoorbeeld door meer transparantie op het gebied van energiegebruik te bieden en het toepassen van dynamische prijzen).

Om het volledige potentieel van slimme meters te ontsluiten is een nieuwe toerekeningsmethode nodig. Sinds 2002 wordt de profielenmethodiek gebruikt als toerekeningsmethode voor kleinverbruik⁶ waarbij toewijzing van getransporteerde volumes (deels) gebaseerd is op berekende volumes in plaats van gemeten volumes. In de profielenmethodiek worden voorafgaand aan een jaar profielfracties opgesteld die samen met het standaard jaarverbruik voor het gehele jaar pogen het verwachte eindverbruik per profiel, per kwartier in te schatten. De profielen worden gebruikt om in de allocatie volumes toe te wijzen aan de Balance Responsible Parties (BRP's). De allocatie is daarmee dus gebaseerd op berekende volumes. Daarnaast wordt in de profielenmethodiek geen rekening gehouden met lokale opwek. Pas achteraf, als de meter uitgelezen wordt (wat tot een jaar kan duren) vindt de daadwerkelijke verrekening plaats op basis van gemeten volumes (reconciliatie).

⁴ Bron: KEV 2020, EU green deal, ElaadNL outlook

⁵ Percentage gebaseerd op voortgangsrapportage Aanbiedmonitor GSA van Netbeheer Nederland (versie Feb 2021)

⁶ Naast kleinverbruik maakt ook nog een deel van het grootverbruik gebruik van de profielenmethodiek (dit wordt deels uitgefaseerd in de komende jaren).

Dit gebeurt op dat moment echter tegen maandelijks gemiddelde prijzen, in plaats van representatieve prijzen per kwartier.

Het is steeds duidelijker dat deze methodiek niet langer houdbaar is:

- **Accurate toewijzing van energiestromen ontbreekt.** Doordat de accurate toewijzing van energiestromen ontbreekt is er geen prikkel om de vraag af te stemmen op duurzaam aanbod, terwijl dit essentieel is voor de energietransitie. Accurate toewijzing houdt in dat daadwerkelijke energiestromen accuraat wordt toegewezen per kwartier tegen een representatieve prijs. Met een accurate toewijzing worden leveranciers gestimuleerd nieuwe flexibiliteitsproposities (bijv. time-of-use tarieven) en producten aan te bieden aan eindgebruikers. Met het huidige toerekeningssysteem gebaseerd op de profielenmethodiek zijn flexibiliteitsproposities technisch mogelijk maar wordt het aanbieden niet op grote schaal gestimuleerd. Zonder flexibiliteitsproposities zal de afstemming van vraag en duurzaam aanbod niet optimaal verlopen: de vraag naar conventionele opwekcapaciteit zal groot blijven, duurzaam productievermogen krijgt niet de marktwaarde die het toekomt en er zal er geen business case voor kleinschalige opslag mogelijk zijn.

Ook zorgt het niet accuraat toewijzen van energiestromen tot marktverstoring in het huidige systeem: Doordat de standaardprofielen steeds minder de daadwerkelijke invoeding of afname van de aangeslotene representeren (o.a. door stijgende decentrale opwek), krijgen BRP's in grotere mate verkeerde volumes toegewezen. Zij lopen hierdoor onnodig financiële risico's.

- **Stijgende onbalansvolumes:** De aangenomen verwachting is dat richting 2023 de onbalansvolumes al met ~30% kunnen toenemen ten opzichte van 2019⁷. Dit wordt met name gedreven door de stijging van duurzame opwek en toenemende diversiteit, omvang en grilligheid van verbruikspatronen van aansluitingen. De afwijking van het daadwerkelijke verbruik t.o.v. van de standaardprofielen neemt hierdoor toe en de onvoorspelbaarheid wordt groter⁸. Dit wordt versterkt binnen de huidige profielenmethodiek omdat i) er geen onderscheid gemaakt wordt tussen invoeding en afname en ii) BRP's niet gestimuleerd worden het daadwerkelijk eindverbruik van hun eigen portfolio te voorspellen. De BRP's moeten hiervoor extra kosten maken wat doorbelast wordt aan leveranciers en uiteindelijk aan de eindgebruikers. Dit kan op den duur leiden tot financiële risico's voor de BRP's en daarmee tot leveringszekerheid risico's van kleine BRP's en leveranciers.
- **Aangescherpte Europese wetgeving en Klimaatakkoord:** Het huidige systeem zal moeten worden aangepast om te voldoen aan nieuwe (Europese) regelgeving zoals opgesteld in de Clean Energy Package (CEP) en het Klimaatakkoord. Hierin staat dat de energievolumes toegewezen moeten worden aan BRP's op basis van daadwerkelijke energiestromen en tegen een zo representatief mogelijke prijs. Specifiek wordt voorgeschreven dat consumenten actief kunnen deelnemen aan de markt zonder belemmeringen, gebruik kunnen maken van dynamische prijzen en accurate factureringsinformatie ontvangen op basis van feitelijk elektriciteitsverbruik⁹.

⁷ Gebaseerd op de toename van duurzame opwek – zie Technical Appendix

⁸ De afwijking tussen de profielen en het daadwerkelijke verbruik wordt gekarakteriseerd door de Meet Correctie Factor (MCF). De MCF is bij een perfecte voorspelling a.d.h.v. de profielenmethodiek gelijk aan 1 en schommelde historisch tussen 0,8 en 1,2. Inmiddels schommelt de MCF tussen de -1 en 3 en de verwachting is dat dit verder toe zal nemen.

⁹ Een juridische toets op de huidige profielenmethodiek in de context van Europese regelgeving heeft niet plaats gevonden binnen de scope van deze business case.

2. Het programma Allocatie 2.0

Het omvangrijke programma Allocatie 2.0 is bedoeld om de in hoofdstuk 1 beschreven en gerelateerde inefficiënties te adresseren. Het programma bestaat uit een totaalpakket van 19 scope items gericht op het verbeteren van meetdata collectie-, allocatie- en reconciliatieprocessen. Allocatie 2.0 sluit aan bij de geformuleerde sectordoelstellingen, dit wordt toegelicht in Appendix 1 van dit document. Twee van de belangrijkste onderdelen van Allocatie 2.0 zijn collectieve slimme meter allocatie (cSMA) en de tussenoplossing voordat cSMA geïmplementeerd kan worden. De overige scope items zijn nodig voor de invoering van cSMA of dragen bij aan de kwalitatieve verbeteringen van de marktfaciliteringsprocessen¹⁰.

- **cSMA:** cSMA zorgt voor een zuivere toewijzing van het gealloceerde volume aan de BRP's door het uitlezen van kwartierwaarden uit slimme meters. De toerekening is direct gebaseerd op daadwerkelijk afgenomen volumes (in plaats van volumes gebaseerd op historische standaard jaarvolumes) en op representatieve prijzen per kwartier (in plaats van verrekening achteraf op basis van maandelijkse gemiddelden).
- **Tussenoplossing:** In de tussenoplossing worden dynamische profielen gebruikt die dagelijks geüpdatet worden a.d.h.v. een representatieve populatie slimme meters (in plaats van vooraf opgestelde profielen). Deze tussenoplossing is nodig, omdat de voor cSMA vereiste wettelijke grondslag tot op heden ontbreekt. Ook zullen niet alle huishoudens een slimme meter nemen en is na invoering van cSMA een alternatief nodig voor dat deel van de aansluitpunten.

Voor Allocatie 2.0 worden twee uitrolscenario's overwogen, zie tabel 1

Tabel 1: Toelichting op de verschillende scenario's

	Scenario 0 – basis scenario	Scenario 1 – cSMA via tussenoplossing	Scenario 2 – direct naar cSMA
Tussenoplossing	Nee	Ja – vanaf 2023	Nee
cSMA	Nee	Ja – vanaf 2025	Ja – vanaf 2024 ¹¹

De NEDU scope en invoeringsstrategie Allocatie 2.0 beschrijft welke hoog-over veranderingen in de marktprocessen worden doorgevoerd om aan de doelstellingen van het programma allocatie 2.0 invulling te geven. Daarnaast wordt inzichtelijk gemaakt in welke volgorde en met welke initiële integrale planning deze veranderingen beoogd zijn door te voeren. De invoeringsstrategie houdt daarbij rekening met de geïnventariseerde prioriteiten van de verschillende scope items, de onderlinge functionele samenhang en de verwachte implementatietijd op basis van hoog-over bouw inschattingen en het NEDU implementatieproces. Binnen de invoeringsstrategie zijn meerdere scenario's onderkend die rekening houden met de afhankelijkheden die zijn geïdentificeerd. Een van de belangrijkste afhankelijkheden is de daadwerkelijke inwerkingtredingdatum van de Energiewet 1.0. De invoeringsstrategie zal periodiek worden

¹⁰ De volledige lijst met scope items is te vinden in de Technical Appendix of in de Scope & Invoeringsstrategie van Allocatie 2.0.

¹¹ Voor deze business case is aangenomen dat cSMA halverwege 2024 wordt ingevoerd. De invoeringsstrategie wordt heroverwogen in November 2021. De implementatiedatum voor cSMA in scenario 2 zal mogelijkerwijs verplaatsen naar 2025. Dit zal een lagere NPV tot gevolg hebben zoals toegelicht in hoofdstuk 3.5.

geactualiseerd bij belangrijke programma mijlpalen (T momenten) of bij vernieuwde inzichten in externe afhankelijkheden, bijvoorbeeld wetgeving.

Voor het bepalen van de looptijd van het programma Allocatie 2.0 is uitgegaan van respectievelijk scenario 2a (in deze business case scenario 1) en scenario 2b (in deze business case scenario 2) vanuit de scope en invoeringsstrategie v0.93. Zoals onderkend, zijn er meerdere risico's die impact kunnen hebben op de doorlooptijd. Deze risico zijn gevat in het risico dat er een extra release nodig is voor implementatie van de totale scope en in het risico dat de wettelijke grondslag die nodig is voor cSMA vertraagd is. Deze risico's zijn weergegeven in hoofdstuk 3.5.

3. De maatschappelijke business case van Allocatie 2.0

Er is een sterke maatschappelijke business case voor de uitrol van Allocatie 2.0.

- cSMA als onderdeel van Allocatie 2.0 is een belangrijke stimulans voor een betere afstemming tussen vraag en duurzaam aanbod in de toekomst, wat essentieel is voor de energietransitie. Dit wordt mogelijk gemaakt door Allocatie 2.0 omdat cSMA flexibiliteitsproposities stimuleert. De flexibiliteitsproposities maken het mogelijk eindgebruikers actief te betrekken bij het afstemmen van vraag en (duurzaam) aanbod. In een flexibelere markt waarin vraag en aanbod beter op elkaar zijn afgestemd is minder conventioneel vermogen nodig en wordt het gebruik van duurzaam productievermogen gestimuleerd op momenten van beschikbaarheid.

Deze flexibiliteitsproposities worden gestimuleerd doordat marktpartijen afgerekend worden op basis van werkelijk gemeten energiestromen tegen representatieve prijzen (gestimuleerd door cSMA). Het aanbieden van flexibiliteitsproposities zal immers alleen op grote schaal kunnen worden uitgerold als eindgebruikers en marktpartijen daadwerkelijk beloond worden voor het aanpassen van vraag op het beschikbare aanbod. Hiermee voldoet het systeem ook beter aan de CEP-doelstellingen, Europese regelgeving en het Klimaatakkoord¹².

- Ten tweede zullen cSMA en de tussenoplossing er voor zorgen dat de marktwerking beter gewaarborgd blijft. Dit is opgenomen als kwalitatieve baat: de financiële impact is niet gekwantificeerd. De borging van marktwerking is enerzijds een gevolg van onderstaande financiële baten, deze leiden namelijk tot lagere risico's en daarmee een betere marktwerking. Daarnaast zal de marktverstoring, als gevolg van een onnauwkeurige toewijzing in de huidige profielenmethodiek (zoals beschreven in hoofdstuk 1), afnemen. Het allocatieproces verloopt nauwkeuriger, wat de risico's voor de marktpartijen verlaagt. Hiermee voldoet het systeem ook beter aan de CEP-doelstellingen, Europese regelgeving en het Klimaatakkoord⁹.
- Ten derde is de NPV van de maatschappelijke kosten en baten positief: de belangrijkste financiële baat is het reduceren van het onbalansvolume bij BRP's, gerealiseerd doordat BRP's gestimuleerd worden tot een betere voorspelling van de energiestromen binnen hun eigen portfolio. De BRP's moeten voor onbalans extra kosten maken wat doorbelast wordt aan leveranciers en uiteindelijk aan de eindgebruikers. De veronderstelde onbalansreductie bevat enige onzekerheid die wordt toegelicht in hoofdstuk 3.5. Daarnaast zorgt de nauwkeurigere toewijzing voor minder grote reconciliatie volumes en een kortere reconciliatie periode, met als gevolg dat BRP's minder financiële reserves hoeven aan te houden. Tot slot leidt Allocatie 2.0 tot efficiëntieverbeteringen: initieel met name bij de BRP's, later mogelijk ook bij andere partijen.

In vergelijking met een scenario waarbij Allocatie 2.0 niet wordt uitgerold, is de 10-jarige NPV ~115 mEUR in scenario 1 en ~100 mEUR in scenario 2 (inclusief benodigde investeringen).

- Tenslotte zorgt Allocatie 2.0 voor overige kwalitatieve baten die de meetdata collectie-, allocatie- en reconciliatieprocessen transparanter, eerlijker en efficiënter maken. Met name

¹² Op basis van interviews met betrokkenen binnen de Allocatie 2.0 werkgroep: een juridische toets heeft binnen de scope van dit project niet plaatsgevonden.

de overige scope items (naast cSMA en de tussenoplossing) dragen hier aan bij. Hierdoor wordt de marktwerking verder verbeterd wat op den duur vertaald kan worden in lagere prijzen of een betere service voor eindgebruikers.

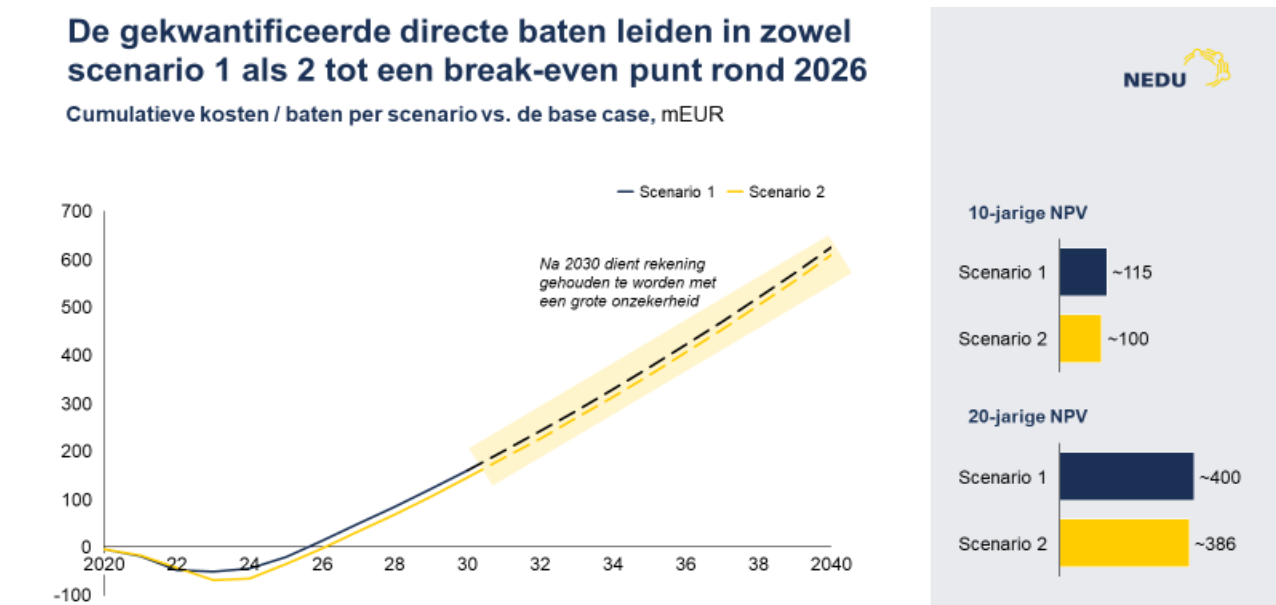
Het belangrijkste verschil tussen de scenario's is dat scenario 1 (met tussenoplossing) meer zekerheid heeft als de wettelijke grondslag voor cSMA pas laat komt: de 10-jarige NPV met een 5 jaar vertraagde wettelijke grondslag voor cSMA is in scenario 1 ~100 mEUR, vergeleken met een negatieve 10-jarige NPV van ~ -50 mEUR in scenario 2 met dezelfde vertraging.

Het basis scenario waarin Allocatie 2.0 niet plaats vindt is niet wenselijk. In het basis scenario zal (1) de stimulans voor nieuwe waardeproposities beperkt blijven (met risico's voor de flexibiliteit van het toekomstige energiesysteem), (2) de onjuiste toewijzing zorgen voor marktverstoring¹³ (3) het energiesysteem te maken krijgen met te hoge en niet duurzame onbalansvolumes (aangenomen verwachte onbalans toename van ~50% richting 2030¹⁴) en (4) het energiesysteem mogelijk niet voldoende voldoen aan de Europese regelgeving. Dit alles zorgt uiteindelijk voor financiële gevolgen en leveringszekerheid risico's voor de eindgebruiker.

De kosten en baten van Allocatie 2.0, alsmede de gevoeligheden in de business case, worden hieronder verder toegelicht. Er is onderscheid gemaakt tussen drie soorten baten:

- Directe kwantitatieve baten: Baten die gekwantificeerd zijn, maatschappelijke impact hebben en een direct gevolg zijn van de invoering van Allocatie 2.0.
- Directe kwalitatieve baten: Baten die niet gekwantificeerd zijn maar wel bijdragen aan eerlijkere, transparantere en efficiëntere meetdata collectie-, allocatie- en reconciliatieprocessen.
- Indirecte baten: baten waarvoor naast Allocatie 2.0 nog andere investeringen nodig zijn. De baten zijn dus niet volledig toe te rekenen aan Allocatie 2.0 maar zouden zonder cSMA niet gestimuleerd worden.

Figuur 2: Break even punt en NPV per scenario



¹³ Marktverstoring ontstaat doordat de BRP onjuiste volumes toegewezen krijgt. Dit effect wordt versterkt door de stijging van decentrale opwek in combinatie met het ontbreken van een splitsing tussen invoeding en afname binnen de huidige profielenmethodiek.

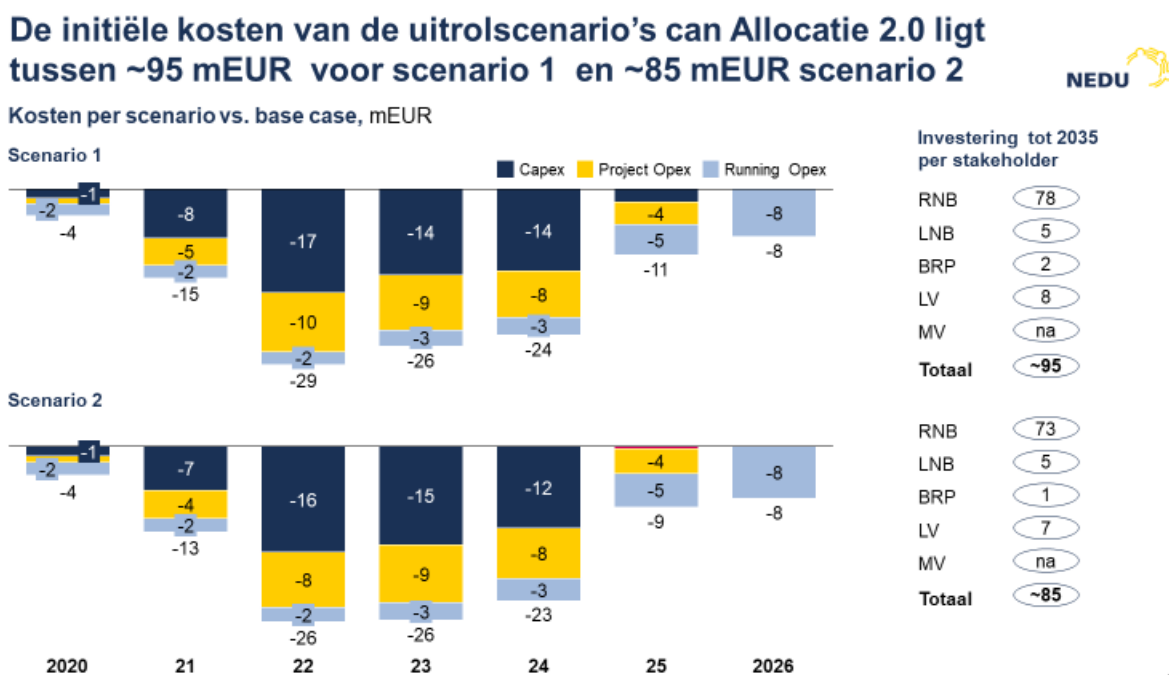
¹⁴ Gebaseerd op de toename van duurzame opwek – zie Technical Appendix

3.1 De kosten van Allocatie 2.0

Met de introductie van Allocatie 2.0 zijn grote investeringen gemoeid: de huidige inschattingen hiervoor zijn ~95mEUR initiële investeringen voor scenario 1 (met de tussenoplossing en cSMA), ~85 mEUR initiële investeringen voor scenario 2 (met alleen cSMA). De implementatie van de tussenoplossing is toekomst-fast opgezet waardoor het grootste deel van de investeringen in de tussenoplossing kan worden hergebruikt voor cSMA. Naast de investeringen zijn er ~10 mEUR additionele kosten op jaarbasis nodig om het systeem operationeel te houden. Het grootste deel van de investeringen en jaarlijkse lopende kosten worden door de Regionale Netbeheerders (RNB's) gemaakt. De implementatie van Allocatie 2.0 zal in beide scenario's ~5 jaar in beslag nemen.

De kosteninschattingen zijn gebaseerd op de input van verschillende stakeholders. Hierbij is rekening gehouden met een implementatietraject op basis van vier releases in beide scenario's. In de kosteninschattingen is een zekerheidsmarge opgenomen in de vorm van 20% onvoorziene investeringen. Kosten die te maken hebben met de XML-berichten zijn niet meegenomen in de business case; deze zouden ook zonder Allocatie 2.0 worden doorgevoerd.

Figuur 3: Kosteninschatting



3.2 Directe kwantitatieve baten

De directe, kwantitatieve baten hebben een 10-jarige NPV van ~245 mEUR in scenario 1 en ~225 mEUR in scenario 2 (exclusief eerder genoemde kosten) versus het scenario waarbij Allocatie 2.0 niet wordt ingevoerd ("basis scenario"). Voor elk van de baten is een kwantificering gedaan ten opzichte van dit basis scenario. Een uitgebreidere uitleg van de berekening per baat is toegevoegd in de Technical Appendix.

De directe, kwantitatieve baten bestaan uit:

- **Verlaging van onbalanskosten van BRP's en inzet balanceringsdiensten door een nauwkeurigere voorspelling van het eindverbruik** (10-jarige NPV van ~155 mEUR in scenario 1 en ~140 mEUR in scenario 2). Het kleinverbruik onbalansvolume wordt verwacht met 50% te stijgen richting 2030 t.o.v. 2020 in het basis scenario. Door Allocatie 2.0 wordt de BRP

gestimuleerd om het eindverbruik van zijn eigen portfolio beter te voorspellen, doordat de allocatie een zo goed mogelijke representatie is van de werkelijke energiestromen. Een betere voorspelling kan zorgen voor een verlaging van het onbalansvolume. Van de onbalans wordt ongeveer 40% veroorzaakt door kleinverbruik. De verwachting is dat de tussenoplossing ~50% en cSMA ~60% van de kleinverbruik onbalans reduceert. Daarnaast hoeft TenneT ook minder balanceringsdiensten in te zetten (ongeveer gelijk aan 10% van het onbalansvolume). De onbalansreductie bevat enige onzekerheid die wordt toegelicht in hoofdstuk 3.5.

Een lager onbalansvolume resulteert in maatschappelijke baten, doordat deze energie eerder ingekocht kan worden tegen voordeligere prijzen versus de over het algemeen hogere onbalans prijzen. De baten komen voor het grootste deel ten goede aan de BRP door de verlaging van onbalanskosten (~90% van de baten) en voor een klein deel aan TenneT door de verminderde inzet van balanceringsdiensten (~10% van de baten).

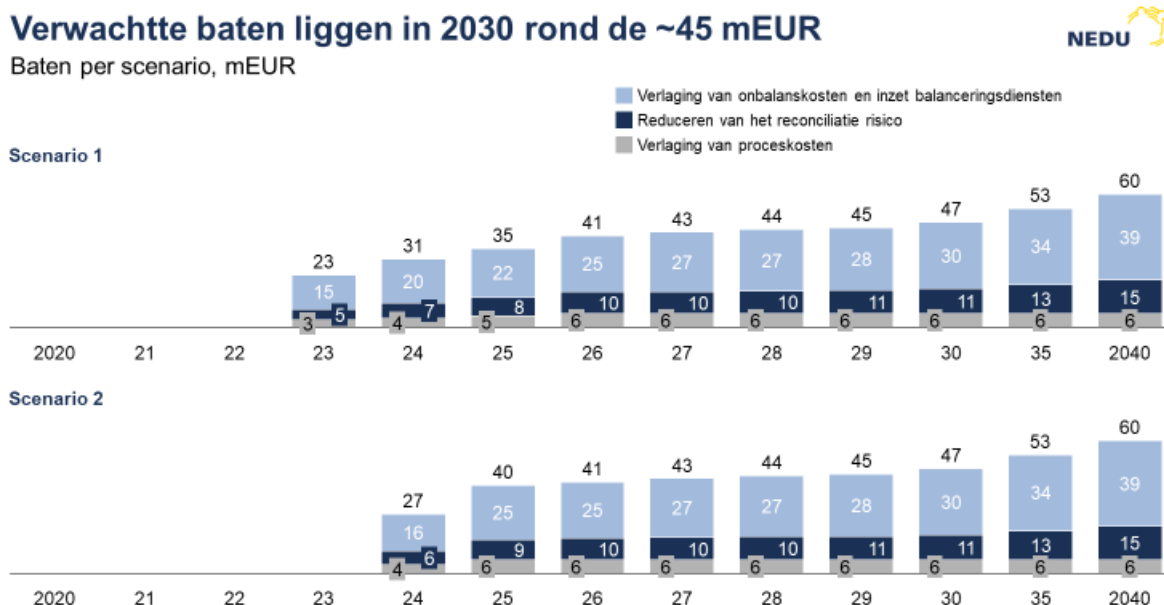
- **Reduceren van het reconciliatie risico door een kortere, meer accurate en lagere reconciliatie** (10-jarige NPV van ~60 mEUR in scenario 1 en ~55 mEUR in scenario 2). In het basis scenario wordt aangenomen dat de kosten ten gevolge van het reconciliatie risico verdrievoudigen in 2030 t.o.v. 2020. Door Allocatie 2.0 hoeven de BRP's minder grote financiële reserves aan te houden. Dit wordt veroorzaakt door meerdere effecten: Het belangrijkste effect is dat het kleinverbruik reconciliatie volume verkleind wordt met 70% in de tussenoplossing en 95% met cSMA, doordat de allocatie beter aansluit met de daadwerkelijke energiestromen. Daarnaast neemt de gemiddelde reconciliatie termijn af van 7.7 maanden naar 5 maanden door optimalisatie van de meetdataketen. Deze reconciliatietermijn zou verder kunnen afnemen, doordat de huidige dispuutsperiode (4 van de 5 maanden) mogelijk kan reduceren. Het effect van een verdere verkorting op de maatschappelijke baten zal echter klein zijn vanwege de afgenomen reconciliatievolumes n.a.v. Allocatie 2.0. Tot slot lopen de BRP's minder prijsrisico: door cSMA en de tussenoplossing weten zij eerder tegen welke prijs er afgerekend wordt.

Minder financiële reserves betekent dat de BRP minder kapitaalkosten hoeft te maken. Ook loopt de BRP minder risico wat kan leiden tot een lagere risico-opslag voor de eindgebruiker. De baten komen in eerste instantie ten goede aan de BRP.

- **Verlaging van proceskosten door efficiëntere meetdata, allocatie en reconciliatie processen** (10-jarige NPV van 35 mEUR in scenario 1 en 30 mEUR in scenario 2). Allocatie 2.0 bestaat uit initiatieven die het gehele proces efficiënter maken. Efficiëntie wordt gerealiseerd door meerdere scope items uit Allocatie 2.0, met name op het gebied van automatisering.

In de huidige efficiëntie baten zijn enkel besparingen opgenomen voor de BRP's. Het is echter mogelijk dat ook bij andere partijen in de loop van de tijd efficiëntie zal optreden door de meer geautomatiseerde afhandeling.

Figuur 4: Verwachte baten van gekwantificeerde baten



De gekwantificeerde baten leiden primair tot baten en lagere risico's voor de BRP's. Via marktwerking kunnen deze baten uiteindelijk bij de eindgebruiker terecht komen, bijvoorbeeld door lagere energieprijzen. Het doorberekenen van de baten in de energieprijzen is dus afhankelijk van de marktwerking en daarmee is het onzeker of de baten daadwerkelijk eindigen bij de eindgebruiker. Alleen de reductie van balanceringsdiensten zorgt voor baten bij TenneT die via lagere nettarieven ten goede komen aan de eindgebruiker.

3.3 Directe kwalitatieve baten

Naast directe kwantitatieve baten zorgt Allocatie 2.0 ook voor een aantal kwalitatieve baten. De belangrijkste kwalitatieve baten zijn:

- **Een eerlijkere verdeling van het allocatie volume waardoor onnauwkeurigheid in de voorspelling van een BRP wordt doorbelast aan de juiste BRP:** Door de profielenmethodiek komen de toegewezen volumes (en bedragen) niet overeen met daadwerkelijke volumes van de klanten van het eigen portfolio van BRP's. Dit zorgt voor een oneerlijke doorberekening van kosten t.g.v. onnauwkeurigheid in de voorspelling. cSMA en de tussenoplossing zullen er voor zorgen dat het totaal te alloceren volume nauwkeuriger verdeeld wordt onder de portfolio's van de BRP's. Dit zorgt niet voor een besparing maar wel voor een verschuiving tussen marktpartijen, waardoor eerlijkheid toeneemt en risico's verlaagd worden. De verwachting is dat in 2030 ongeveer ~35 mEUR eerlijker verdeeld wordt.

Dit zorgt er voor dat de markt kan blijven functioneren: in het huidige systeem zal de marktwerking op korte termijn in het geding komen doordat financiële risico's van marktpartijen significant toenemen. Dit wordt veroorzaakt door de onzuivere toewijzing van volumes aan marktpartijen (zie bovenstaand punt) en risicovolle kosten zoals onbalanskosten. Op den duur kunnen deze hogere risico's zorgen voor faillissementen van marktpartijen met bijbehorende risico's voor de leveringszekerheid. Daarnaast zullen de financiële risico's de instapdrempel verhogen voor nieuwe marktpartijen door een steeds verder verslechterd businessmodel. Hierdoor zal de markt voor kleinverbruikers minder aantrekkelijk worden voor bestaande partijen. Allocatie 2.0 en met name cSMA en de tussenoplossing zorgt er voor dat de marktwerking

verbeterd doordat de risico's verlaagd worden (zie hoofdstuk 3.2), de overgebleven risico's meer een gevolg zijn van eigen keuzes (zie bovenstaand punt rondom de eerlijke verdeling) en transparantie binnen het systeem toeneemt.

- **Compliant met CEP-doelstellingen, nieuwe Europese regelgeving en Klimaatakkoord:** Het huidige systeem zal moeten worden aangepast om te voldoen aan nieuwe (Europese) regelgeving zoals opgesteld in de Clean Energy Package (CEP) en het Klimaatakkoord. Hierin staat dat de energievolumes toegewezen moet worden aan BRP's op basis van de daadwerkelijke energiestromen en tegen een zo representatief mogelijke prijs. Specifiek wordt voorgeschreven dat consumenten actief kunnen deelnemen aan de markt zonder belemmeringen, gebruik kunnen maken van dynamische prijzen en accurate factureringsinformatie ontvangen op basis van feitelijk elektriciteitsverbruik. Allocatie 2.0 voorziet hierin. Niet compliant zijn met (Europese) regelgeving zou tot financiële impact kunnen leiden maar is niet als zodanig onderzocht in deze maatschappelijke business case¹⁵.

Daarnaast zijn er nog enkele andere kwalitatieve baten waarvan de volledige lijst te vinden is in de Technical Appendix:

- **Standaard settlement proces voor alle marktpartijen:** een standaard settlement proces voor alle marktpartijen binnen het grootverbruik kan leiden tot minder disputen over de methode en een beter sluitende energiebalans.
- **Verbeterd netveiligheidsproces:** verbeterde netveiligheidsprocessen kunnen een gevolg zijn van de nauwkeurigere voorspelling van de energiestromen. Deze nauwkeurige voorspelling wordt mogelijk gemaakt door gedetailleerd inzicht in de energiestromen.
- **Kwaliteitsverbetering grootverbruik meetdata-collectieproces:** een kwaliteitsverbetering wordt mogelijk gemaakt door dagelijks versturen van meetwaarden, splitsing tussen invoeding en afname in meetwaarden, geoptimaliseerde communicatie en rechtstreekse reclamaties. Dit kan leiden tot verbeterde transparantie en kan BRP's in staat stellen het eindverbruik beter te voorspellen.
- **Toewijzing van het onbalans risico van het netverlies aan RNB's:** De netverliesallocatiemethodiek in Allocatie 2.0 zorgt voor een verschuiving van de onbalanskosten door het netverlies naar de RNB's. De RNB's gaat het onbalansrisico dragen over het netverlies. Het verschuiven van het onbalans risico naar de RNB's kan een stimulans geven om het netverlies beter in te schatten en daarmee onbalanskosten te besparen. De verschuiving van deze onbalanskosten naar de RNB's is niet gekwantificeerd als onderdeel van deze maatschappelijke business case omdat het gaat om een verschuiving binnen het energiesysteem. De RNB's zullen het onbalansrisico doorprijzen in de nettarieven. De kosten voor de eindgebruiker kunnen toenemen als de marktpartijen het verlaagde risico niet doorberekenen in de energieprijzen. Voor de maatschappelijke business case is het effect neutraal. In Appendix 2 van dit document wordt deze kwalitatieve baat nader toegelicht.

¹⁵ Kwantificatie van het niet compliant zijn of van de benodigde investeringen in het basis scenario om compliant te worden hebben niet plaats gevonden binnen de scope van dit project. Een additionele juridische toets, met de daarvoor bevoegde partijen, zou hier uitkomst op kunnen brengen

3.4 Indirecte baten (faciliteren energietransitie)

Naast directe effecten zijn er indirecte baten die een significante waarde toevoegen aan de maatschappelijke business case. Indirecte baten zijn baten waarbij cSMA een belangrijke stimulans is, maar waarbij additionele investeringen nodig zijn om de baten te realiseren.

cSMA is een belangrijke stimulans voor een betere afstemming tussen vraag en duurzaam aanbod in de toekomst, wat essentieel is voor de energietransitie. Dit wordt mogelijk gemaakt omdat cSMA flexibiliteitsproposities stimuleert. De energietransitie leunt op een flexibel energiesysteem met een goede afstemming tussen vraag en duurzaam aanbod. Dit is nodig omdat er significant meer verbruik en opwek is op bepaalde momenten gedurende de dag. Dit komt enerzijds door de verdere elektrificatie van de samenleving met een stijgend verbruik op piekmomenten als gevolg (door bijv. EVs, warmtepompen en koeling) en anderzijds door de steeds grilligere opwek (door groei van duurzaam en decentraal productievermogen). Het gevolg van een slechte afstemming is dat er een forse onderbenutting van duurzaam productievermogen ontstaat en een noodzaak om regelbaar (conventioneel) productievermogen en opslag bij te bouwen. Flexibiliteitsproposities zijn een belangrijk middel om een flexibel en duurzaam energiesysteem te realiseren. Het kan er namelijk voor zorgen dat investeringen in fossiel regelbaar vermogen voor piekverbruik voorkomen kunnen worden door verschuiving van de energie vraag. Ook kan door flexibele tarieven de waarde van duurzaam productievermogen beter benut worden. Dit zal naast kostenbesparingen ook de CO₂-uitstoot verminderen. Er wordt aangenomen dat de flexibiliteitsproposities niet direct van invloed zijn op de benodigde netcapaciteit – toelichting hiervoor is opgenomen in Appendix 3 van dit document.

Flexibiliteitsproposities worden gestimuleerd door cSMA doordat marktpartijen afgerekend worden op basis van werkelijk gemeten energiestromen tegen representatieve prijzen. Het aanbieden van flexibiliteitsproposities zal alleen op grote schaal kunnen worden uitgerold als eindgebruikers en marktpartijen daadwerkelijk beloond worden voor het aanpassen van vraag op het beschikbare aanbod. Alleen cSMA, en niet de tussenoplossing, is in staat dit grootschalig te stimuleren. De tussenoplossing is niet voldoende omdat deze gebaseerd is op deels berekende (in plaats van gemeten) volumes en bedragen. Zo lang er sprake is van berekende toegewezen volumes, maakt het in een systeem met profielen niet uit wanneer de eindgebruiker elektriciteit consumeert. Naast cSMA, zullen er nog additionele investeringen nodig zijn om deze baten volledig te ontsluiten (bijvoorbeeld: software en hardware upgrades gedragen door commerciële partijen). Echter, zonder cSMA zal de betreffende prikkel voor flexibiliteitsproposities grotendeels ontbreken.

Een belangrijke flexibiliteitspropositie bestaat uit verschillende toepassingen van het stimuleren van time-of-use tarieven en demand respons bij eindklanten: hierdoor kan de vraag verschoven worden naar periodes met bijvoorbeeld een lage elektriciteitsprijs of een lage CO₂ uitstoot bij aanbod van veel (duurzame) opwek. “Slimme apparaten” zoals koelkasten, airconditioning, decentrale opslag, elektrische voertuigen of warmtepompen kunnen flexibel worden ingezet. Dit heeft grote (kosten) voordelen voor eindgebruikers, producenten en het systeem.

Een belangrijke toepassing van de nieuwe waardeproposities is de time-of-use tarifiering voor de eindgebruiker ten gevolge van het shiften van elektriciteitsvraag door het laden van elektrische voertuigen. Ter illustratie is de mogelijke impact hiervan uitgewerkt¹⁶. Deze mogelijke shift kan resulteren in een jaarlijkse impact voor de eindgebruiker van ~25-35 mEUR in 2030 en ~75-125 mEUR in 2040 in scenario 2. Deze bedragen zijn gebaseerd op een model met daarin

¹⁶ Naast het shiften van vraag door opladen van EVs zijn er nog andere toepassingen zoals eerder op de pagina genoemd

assumpties die in detail toegelicht worden in de Technical Appendix¹⁷. De impact is alleen gerelateerd aan de verschuiving van EV vraag. De gekozen aannames zijn conservatief met als gevolg dat de impact hoger uit kan vallen. Zo wordt bijvoorbeeld een constante gasprijs en een conservatief stijgende CO₂ prijs veronderstelt¹⁸. Sterker stijgende CO₂ prijzen of stijgende gasprijzen kunnen de impact verhogen. Zo zal met een 20% hogere CO₂ prijs de impact met ~10% toenemen en zal met 20% hogere marginale kosten de impact met ~20% toenemen. In de Technical Appendix worden ook de overige belangrijke aannames overwogen.

Een deel van de impact (40-60%) is een verschuiving van marges van de producent naar de eindgebruiker, het overige deel zijn lagere energiekosten incl. emissiekosten. In de gedane analyse is de piekvraag van de ochtendpiek verschoven naar de middag en de piekvraag van de avondpiek verschoven naar de nacht¹⁹ (zie figuur 4). In totaal is hierdoor ~20% van de totale vraag voor het laden van elektrische voertuigen verschoven naar momenten dat stroom goedkoper is (overdag met veel duurzame opwek of 's nachts met een lage totale vraag). De analyse is gebaseerd op de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag, het aantal EVs, het gemiddelde laadprofiel en de capaciteit van (duurzame) opwek. Ook is gebruik gemaakt van de aanbodcurve van productievermogen waarbij rekening is gehouden met de ontwikkeling van de marginale kosten, opgesteld vermogen en CO₂ prijsontwikkeling.

Het shiften van piekvraag als gevolg van het laden van elektrische voertuigen leidt tot lagere elektriciteitskosten voor deelnemende consumenten en tot lagere totale elektriciteitskosten voor alle eindgebruikers door de meer gebalanceerde vraag. Het shiften van piekvraag kan ook leiden tot een lagere CO₂ uitstoot door minder vervuilende productie-eenheden beter te benutten. Een eerste inschatting laat zien dat de verlaging ~0,1 Mton per jaar zou kunnen zijn in 2040²⁰.

¹⁷ Alle getallen in dit document zijn onder voorbehoud van onzekerheid, en dienen op deze manier gelezen te worden.

¹⁸ CO₂ prijs ontwikkeling gebaseerd op een gemiddelde van 8 markt bureaus (Berenberg, Bloomberg, Brannvoll, Clearblue, Morgan Stanley, S&P, Societe Generale, Macquarie)

¹⁹ 40% (ochtendpiek, tussen 09:00 en 11:00) en 60% (avondpiek, tussen 17:00 en 23:00) van de EV vraag is de maximaal aangenomen verschuiving. Echter zal vraag alleen verschoven worden als het uur waarnaar verschoven kan worden goedkoper is – de effectieve verschuiving is daarom lager. In de Technical Appendix wordt dit nader toegelicht.

²⁰ Inschatting gebaseerd op de hoeveelheid energie die verschoven wordt tussen verschillende productie-eenheden.

Figuur 5: Time-of-use tarieven

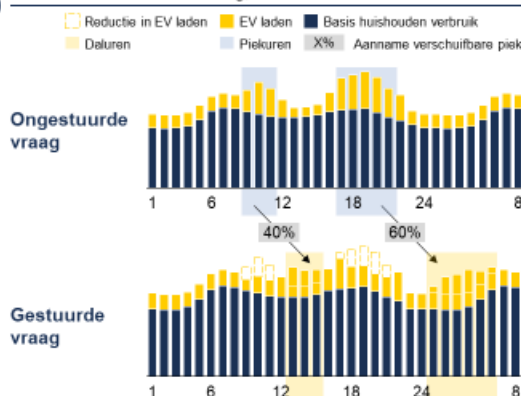
Time-of-use tarieven maken het mogelijk om vraag te verschuiven door de flexibele inzet van elektrische apparaten

Voorbeelden van "slimme" apparaten die dynamisch kunnen worden gestuurd

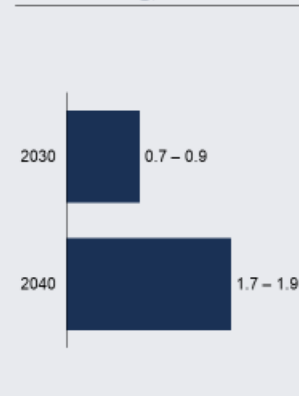


Mogelijke verschuiving van laadvraag voor elektrische auto's¹

Illustratief – bewolkt overdag, wind 's nachts



Ontwikkeling verschoven EV-laadvraag, TWh



3.5 Gevoeligheden en risico's van de maatschappelijke business case

In beide scenario's is er een risico dat de kosten of baten hoger uit vallen. Er zijn vijf gevoeligheden gekwantificeerd waarvan een deel beschouwd kan worden als interne factoren van Allocatie 2.0 en een deel als externe factoren:

- **Het risico op vertraagde wettelijke grondslag voor de invoering van cSMA (extern)²¹:** In de businesscase is aangenomen dat cSMA ingevoerd kan worden vanaf Mei 2024. Mocht de wettelijke grondslag ontbreken dan heeft dit impact op de business case, met name voor scenario 2. Als de wettelijke grondslag uitblijft of vertraagt en pas 5 jaar later komt dan zal de 10-jarige NPV afnemen met ~15 mEUR in scenario 1 en met ~150 mEUR in scenario 2. Dit verschil kan verklaard worden doordat in scenario 1 al wel begonnen kan worden met de tussenoplossing. In de business case en in deze gevoeligheidstest is aangenomen dat investeringen die direct gelinkt zijn aan cSMA pas worden gedaan op het moment dat de wettelijke grondslag er is.
- **Snellere of langzamere implementatie (intern):** Het risico op een extra release van een jaar zal eenmalig een extra investering van ~25 mEUR bedragen. De 10-jarige NPV inclusief latere baten zal met ~50 mEUR afnemen in beide scenario's. Het is belangrijk om de gevoeligheid van uitstel te testen omdat historische sectorbrede projecten als Stroomopwaarts of C-ARM resulteerden in sterke kostenoverschrijdingen. Mocht het traject een jaar eerder geïmplementeerd kunnen worden dan leiden eerdere baten tot een verbetering van de NPV met ~30 mEUR in beide scenario's. Een versnelling kan mogelijk zijn door de scope items die veel baten realiseren zover mogelijk naar voren te schuiven. Om deze risico's te mitigeren worden in hoofdstuk 5 additionele aanbevelingen gedaan.

²¹ Een vertraagde wettelijke grondslag kan komen door vertraging van de Energiewet of het niet opnemen van de benodigde wettelijke grondslag in de Energiewet.

Voor deze business case is aangenomen dat cSMA halverwege 2024 wordt ingevoerd in scenario 2 (zie hoofdstuk 2). De invoeringsstrategie wordt heroverwogen in November 2021. De implementatiedatum voor cSMA in scenario 2 zal mogelijkverwijzen naar halverwege 2025. Dit zal een lagere NPV tot gevolg hebben: De NPV zal met ~25 mEUR afnemen in scenario 2 bij een latere implementatiedatum vanwege de vertraagde baten (kosten zouden in dit geval niet veranderen).

- **Het risico op hoger dan verwachte telecom kosten (extern)** voor de RNB's zal eenmalig ~15 mEUR en daarna jaarlijks ~14 mEUR bedragen, de 10-jarige NPV zal met ~65 (scenario 1) en ~75 (scenario 2) mEUR afnemen. Op dit moment is afgesproken in de DPM Allocatie 2.0 dat de slimme meters eenmaal per 5 dagen wordt uitgelezen. Mocht de wetgeving rondom Allocatie 2.0 anders voorschrijven, dan is de impact hiervan toewijsbaar aan Allocatie 2.0. In het gekwantificeerde risico is er dan van uit gegaan dat uitlezen elke dag zou gebeuren. Mocht deze wetswijziging buiten Allocatie 2.0 getriggerd worden, dan zal de impact niet toe te rekenen zijn aan Allocatie 2.0 omdat het ook in het basis scenario zou optreden.
- **Snellere of langzamere onbalansontwikkeling (extern):** De onbalansontwikkeling in het basis scenario wordt in deze business case voorspeld aan de hand van de ontwikkeling van de duurzame opwek. Deze ontwikkeling is onzeker en daarom is in de business case het effect van een snellere of langzamere ontwikkeling van de onbalans berekend: een langzame ontwikkeling van de onbalans (35% groei i.p.v. 70% in 2030 vs 2019) heeft een negatief effect van ~45 mEUR op de 10-jarige NPV, een snellere ontwikkeling van de onbalans (105% groei i.p.v. 70% in 2030 vs 2019) zal de 10-jarige NPV met ~50 mEUR verhogen.
- **De reductie van de onbalans na invoering van de tussenoplossing of cSMA (intern),** echter het is mogelijk dat de voorspelde baten lager uitvallen omdat het voorspellen van daadwerkelijke energiestromen lastiger blijkt dan nu gedacht. Als de ingevoerde oplossing half zo effectief blijkt te zijn als nu wordt aangenomen, zal de 10-jarige NPV afnemen met ~75 mEUR in scenario 1 en met ~70 mEUR in scenario 2. Tevens is het mogelijk dat de onbalans in eerste instantie kortstondig (BRP's verwachten enkele dagen) kan stijgen i.v.m. het switchen naar het nieuwe model – dit effect is niet meegenomen in de business case.
- **De betrouwbaarheid van de analyses in dit document nemen af na 2030 vanwege de grotere onzekerheid in de gekozen aannames.** De 10-jarige NPV voor de business case is vanuit dat oogpunt daarom een betrouwbaarder getal om de investeringsbeslissing op te baseren.
- **Eindgebruikers geen gebruik maken van prijsprikkels.** Als eindgebruikers geen of beperkt gebruik maken van prijsprikkels zullen eindgebruikers zich niet anders gedragen en zullen de baten als gevolg van flexibiliteitsproposities niet of beperkt ontsloten worden. Dit is dan echter wel een maatschappelijke keuze.

4. Impact op de eindgebruiker

De investeringen voor Allocatie 2.0 worden met name gedragen door de RNB's. Deze kosten zullen hoogstwaarschijnlijk, bij goedkeuring door de toezichthouder, via de nettarieven verrekend worden en terechtkomen bij de eindgebruiker. Voor de aangeslotenen komt de benodigde investering neer op ~10 EUR verspreid over de komende 5 jaar.

Zoals eerder genoemd komen de meeste *directe* baten die hier tegenover staan in eerste instantie ten goede aan de commerciële partijen. Via marktwerking zouden deze baten vertaald kunnen worden in lagere energieprijzen. De totale directe baten per eindgebruiker zouden dan tot en met 2030 ~20 EUR zijn (~3 EUR per jaar). Dit komt neer op 0.5-1% van de jaarlijkse elektriciteitsrekening van een huishouden. Zonder Allocatie 2.0 zouden de kosten voor huishoudens juist toenemen, via doorbelasting van o.a. stijgende onbalanskosten (die gebaseerd op de model aannames stijgen van ~55 mEUR in 2019 tot ~110 mEUR in 2030 in het basis scenario) en reconciliatiekosten (die gebaseerd op de model aannames verdrievoudigen richting 2030).

Het is essentieel dat de marktwerking goed gefaciliteerd wordt om ervoor te zorgen dat deze baten uiteindelijk bij eindgebruikers terecht komen. In eerste instantie komen de baten voornamelijk terecht bij de commerciële partijen. De marktwerking kan er echter voor zorgen dat bijvoorbeeld verlaagde risico-opslagen ten goede komen aan de eindgebruiker. Het doorberekenen van de baten in de energieprijzen is dus afhankelijk van de marktwerking en daarmee is het onzeker of dit daadwerkelijk gebeurt. Het is mogelijk dat de marktpartijen de gerealiseerde baten niet doorberekenen aan de eindgebruiker.

Door Allocatie 2.0 is het mogelijk dat de marktwerking geborgd blijft en zelfs zal verbeteren ten opzichte van de huidige situatie. Dit komt enerzijds omdat door cSMA en de tussenoplossing de financiële risico's afnemen en anderzijds doordat de transparantie binnen het systeem verbetert. De borging van de marktwerking zal risico's op faillissementen van commerciële partijen en daarmee risico's op leveringszekerheid verlagen. De verbeterde marktwerking kan leiden tot meer innovatie wat zich uit in lagere kosten, verbeterde service en hoger gebruiksgemak. Tevens zal de verbeterde marktwerking eerder resulteren in een lagere energieprijs (zoals hierboven beschreven).

De eindgebruiker zal ook de *indirecte* baten ervaren zodra flexibiliteitsproposities worden doorgevoerd, gestimuleerd door Allocatie 2.0. Een betere afstemming tussen vraag en duurzaam aanbod kunnen leiden tot lagere energieprijzen (bijvoorbeeld doordat er minder productievermogen nodig is) (zie hoofdstuk 3.4). Met name voor huishoudens met elektrische auto's of ander flexibel energieverbruik zal dit resulteren in concrete besparingen. Op basis van de berekening in deze business case kan het verschuiven van elektriciteitsvraag als gevolg van het laden van EVs leiden tot een besparing voor eindgebruikers van ~25-35 mEUR per jaar in 2030 en ~75-125 mEUR per jaar in 2040 (excl. mogelijke additionele investeringen, zie hoofdstuk 3.4). De baten kunnen verder toenemen door toepassing van andere flexibiliteitsproposities (bijvoorbeeld lokale batterijen).

5. Aandachtspunten voor de implementatie

De implementatie van het programma Allocatie 2.0 is een uitdagende. De succesvolle implementatie van een IT project met deze schaal (hoge kosten, lange tijdslijnen) is normaal gesproken al een traject met de nodige risico's die goed gemanaged moeten worden.

De context en setup van Allocatie 2.0 verhoogt deze risico's, allereerst als het gaat om de kosten en duur van het project:

- Er zijn veel verschillende stakeholders en beslistmakers betrokken – elk met hun eigen rol en voorkeuren hoe Allocatie 2.0 vormgegeven moet worden. De projecteisen kunnen hierdoor complexer worden, omdat aan alle voorkeuren voldaan moet worden.
- De besluitvorming loopt over meerdere assen, met veel verschillende afstemmingsfora. Dit leidt tot een groot risico op vertraging, zowel in de besluitvorming zelf als het komen tot besluitvorming. Dit geldt nadrukkelijk ook voor de interne besluitvorming bij elk van de betrokken partijen.

In soortgelijke trajecten is daarom een verhoogd risico dat de complexiteit van het project toeneemt, omdat rekening gehouden moet worden met al deze voorkeuren, tijdslijnen en beslisfora. Dit maakt Allocatie 2.0 extra gevoelig voor kosten- en budgetoverschrijdingen. De buffer die is ingebouwd in het projectbudget (tegen kostenoverschrijdingen) is geen garantie dat de kosten daadwerkelijk binnen het budget vallen. Eerdere trajecten zoals C-ARM als Stroomopwaarts hebben dat ook laten zien.

Daarnaast zal het borgen van de baten additionele inspanningen vergen:

- Op dit moment is er geen referentiekader vastgesteld om de baten te monitoren tijdens en na de uitrol van het programma. De toekomstige ontwikkeling van het basis scenario is onzeker en daarmee is het lastig in te schatten hoe hoog de daadwerkelijk gerealiseerde baten zijn.
- Het borgen van de baten wordt verder bemoeilijkt door de tijdslijnen van enkele jaren tussen de investeringen en het realiseren van de baten. Het grootste deel van de baten wordt gerealiseerd door cSMA of de tussenoplossing, met name de invoering van cSMA is gepland aan het einde van het programma.

De implementatietijdslijnen en bijbehorende kosten zijn in deze maatschappelijke business case niet in detail geëvalueerd, en daarom is het niet mogelijk om hier in detail aanbevelingen op te geven. Op basis van de geleerde lessen, van onder andere C-ARM en StroomOpWaarts, zijn er wel een aantal aanbevelingen opgesteld om de risico's van bovenstaande overwegingen te mitigeren:

- Gegeven het complexe stakeholderlandschap is een simpele en adequate governance structuur essentieel. De rollen en verantwoordelijkheden moeten eenduidig belegd worden en het juiste mandaat tijdig worden betrokken. Besluitvorming en afstemming moet over zo min mogelijk schijven plaatsvinden. Dit lijkt eenvoudig – maar is lastig om in de praktijk te realiseren. Dat blijkt ook uit de opzet van de Allocatie 2.0 aansturing. Er wordt goed aan gedaan om nogmaals te evalueren of deze structuur simpeler kan, met duidelijkere mandaten en verantwoordelijkheden. Hierbij moet ook gekeken worden of elk van deze verantwoordelijkheden belegd is bij individuen die daar ook daadwerkelijk de verantwoordelijkheid over kunnen dragen, gegeven hun achtergrond en competenties.
- De releases moeten zo gepland worden dat ze zo snel mogelijk waarde ontsluiten en/of dat ze toekomstige impact concreet testen. Dit zorgt voor een verbeterde informatievoorziening en het

vroegtijdig ontdekken van risico's. De waarde van opvolgende releases kan hiermee geoptimaliseerd worden. Ondanks dat binnen de scope van deze business case hier niet in detail naar is gekeken, ziet men bij veel projecten dat deze manier van "waarde denken" onvoldoende ingebed is. Een validatie hiervan wordt ten sterkste aangeraden.

- Voor de borging van de baten zal een referentiekader moeten worden opgesteld. Hiervoor dienen KPIs te worden gedefinieerd om de impact van Allocatie 2.0 te monitoren. Het gaat daarbij om meetbare factoren die direct door Allocatie 2.0 worden verbeterd. De belangrijkste KPIs zijn het onbalansvolume, het reconciliatievolume en de meetcorrectie factor. Ook zullen duidelijke verantwoordelijken aangewezen moeten worden om de realisatie van de baten te waarborgen.

Appendix 1: Aansluiting met sector doelstellingen

De marktpartijen in de sector dienen te borgen dat de elektriteitsmarkt goed functioneert en bijdraagt aan het mogelijk maken van de energietransitie. Hierbij spelen een aantal factoren een rol: kaders die worden gesteld vanuit nieuwe Europese regelgeving en de doelstellingen van de sector zelf. Hoe Allocatie 2.0 bij beide aansluit wordt hier onder toelicht:

- **Aansluiting met Europese wetgeving:** Met het “Clean Energy Package” (CEP) uit 2019 heeft de Europese Unie regelgeving opgesteld om te zorgen dat de consument sterker wordt betrokken bij de elektriciteitsmarkt en verantwoordelijkheden in de balanceringsmarkt eenduidiger worden belegd. Specifiek wordt voorgeschreven dat consumenten actief kunnen deelnemen aan de markt zonder belemmeringen, gebruik kunnen maken van dynamische prijzen en accurate factureringsinformatie ontvangen op basis van feitelijk elektriciteitsverbruik. Daarnaast moeten energievolumes worden toegewezen aan de juiste BRP op zoveel mogelijk realtime basis. Allocatie 2.0 biedt hiervoor de voorzieningen door zuivere toewijzing van gemeten energievolumen met het verzamelen van kwartierdata van werkelijke energiestromen van klanten per leverancier en BRP. De huidige Nederlandse wetgeving biedt echter nog geen grondslag voor het gebruiken van slimme meter data voor cSMA door RNB's. Er wordt beoogd dat deze grondslag wordt vastgelegd in de nieuwe Energiewet 1.0, maar de invoering hiervan is vertraagd. Toekomstige Nederlandse wetgeving dient echter aan te haken op Europese CEP regelgeving en het Ministerie EZK bevestigt dit in de memorie van toelichting op het wetsvoorstel, die grotendeels is afgerond.
- **Aansluiting met sectorstrategie:** De brancheverenigingen hebben namens de marktpartijen binnen de elektriciteitsmarkt een gezamenlijke strategische roadmap gedefinieerd voor verdere ontwikkeling van de marktfacilitering. In tabel 2 zijn de vier kernthema's en bijbehorende doelstellingen uit de roadmap beschreven en wordt toelicht hoe Allocatie 2.0 daaraan bijdraagt.

Tabel 2: doelstellingen van de sector en bijdrage van Allocatie 2.0

Sector roadmap kernthema's en doelstellingen	Bijdrage van Allocatie 2.0 aan sectordoelstellingen
Eenduidige procesuitvoering en kostenefficiëntie: sneller inspelen op marktontwikkelingen door slim inrichten van systemen en uniforme processen	Versnellen van het settlement/reconciliatieproces en moderniseren van het berichtenverkeer door middel van XML
Privacy en security: zorgdragen dat consument vertrouwen heeft in privacy door te voldoen aan wetgeving en onderhoud en een veilig IT-landschap	Vormgeven van meetdata collectie volgens het principe “privacy by design”. Voor cSMA zou dit betekenen dat data na afloop (niet in real time) wordt uitgelezen, geaggregeerd en tijdig vernietigd
Datakwaliteit & informatie-beschikbaarheid: opleveren betrouwbare gegevens met een hoge kwaliteit, hoger detailniveau en kortere doorlooptijd	Verzamelen van kwartierdata van klanten per leverancier en BRP en, in het geval van cSMA, vindt de allocatie plaats op basis van werkelijke energiestromen, i.p.v. profielen
Innovatie & marktrichting: faciliteren van de markt door netbeheerders in het mogelijk maken van oplossingen voor uitdagingen ten gevolge van de energietransitie	Stimuleren van de ontsluiting van flexibiliteit door marktpartijen en aanbieder van klantgerichte proposities, bv. time-of-use tarieven, thuisbatterij

Appendix 2: Verschuiving netverlieskosten naar de RNB's

In het huidige systeem is het netverlies onderdeel van het restantvolume en worden de onbalanskosten ervan doorberekend aan BRP's. De verbeterde netverliesallocatiemethodiek in Allocatie 2.0 zorgt voor een verschuiving van de onbalanskosten door het netverlies naar de RNB's. Dit is een verschuiving van de kosten en zal niet resulteren in additionele maatschappelijke kosten. In de business case zijn deze buiten beschouwing gelaten.

De impact van deze kostenverschuiving wordt geschat op 15 mEUR per jaar, en wordt gedreven door de volgende financiële risico's:

- **Onbalansrisico:** de RNB wordt verantwoordelijk voor de onbalans tussen nominatie en allocatie die door het netverlies wordt veroorzaakt. Dit betreft op jaarbasis het onbalansrisico over circa 2,8 TWh (74% van het netverlies bestaande uit transportverbruik en onbetaald verbruik). Dit onbalansrisico heeft de grootste financiële impact met een geschatte 12.5 mEUR.
- **MCF/Restantvolume:** in de verbeterde netverliesallocatiemethode wordt het onbetaald verbruik (1,1TWh) verwerkt als "geprofileerd verbruik door RNB klanten". Dit resulteert in het gaan meedelen door de RNB voor dit volume onbetaald verbruik in het MCF/Restantvolume.
- **Prijsrisico:** de RNB gaat meer actueel netverlies nomineren en alloceren waarmee in geval van nauwkeurige voorspellingen de te reconciliëren waarde zal afnemen. Dit heeft tot gevolg dat de RNB, naast onbalanskosten, meer actuele energiekosten heeft om het netverlies te dekken. De actuele energieprijzen op het moment van de nominatie/allocatie verschillen van de reconciliatieprijzen, wat een extra risico oplevert.

Het merendeel van de 15 miljoen extra kosten is risico-gedreven en in essentie een verschuiving van de BRP- naar de RNB-marktpartij. De omvang van dit risico is substantieel te verkleinen indien de dagelijkse prognose van invoeding/afname, de zogenaamde T-prognose, meer accuratesse zou bevatten. De RNB's zullen het onbalansrisico doorprijzen in de nettarieven. De kosten voor de eindgebruiker kunnen toenemen als de marktpartijen het verlaagde risico niet doorberekenen in de energieprijzen. Voor de maatschappelijke business case is het effect neutraal.

Appendix 3: Impact van Allocatie 2.0 op netcapaciteit

cSMA stimuleert het toepassen van time-of-use tarieven, toepassing van demand-response producten en de ontwikkeling van de flexibiliteitsmarkt en hierdoor kan vraag en aanbod van (duurzame) opwek beter op elkaar afgestemd worden. Enerzijds kan met behulp van de inzet van flexibiliteit congestie op het elektriciteitsnet (tijdelijk) voorkomen worden. Een groter aanbod van flexibiliteit biedt ook meer mogelijkheden voor de inzet hiervan. Anderzijds leiden time-of-use tarieven of demand-response producten, in basis juist tot een piekvraag op het moment dat er veel (duurzaam) aanbod is en de marktprijzen laag zijn. Deze situatie van piekvraag en aanbod zijn niet noodzakelijk lokaal aan elkaar gekoppeld en kunnen op (inter)nationaal niveau plaatsvinden waardoor in korte tijd veel energie over een groot deel van het netwerk getransporteerd dient te worden. Betreffende piekvraag kan juist (dreigende) congestie veroorzaken en tot benodigde investeringen in het elektriciteitsnet leiden omdat het netwerk te allen tijde de benodigde hoeveelheid energie dient te kunnen transporteren. Aangezien cSMA het toepassen van time-of-use tarieven, demand-response en flexibiliteit producten stimuleert en dit zowel mogelijkheden voor het voorkomen van congestie als bedreigingen voor congestie veroorzaakt, wordt het voorkomen van investeringen in het elektriciteitsnet niet als baat van cSMA gekenmerkt.