



# Een Vergelijkingsstudie naar Instrumenten voor Congestiemanagement in de Gebouwde Omgeving

**Versie: 1.0**

**Door**

Ir. Gijs Verhoeven  
Ir. Bart van der Holst  
Prof. dr. Koen Kok

Datum: 25-6-2024

**TU/e** EINDHOVEN  
UNIVERSITY OF  
TECHNOLOGY





## Algemeen

Regeling: TSE - Topsector Energie  
Projectnaam: GO-e Innovatieplatform MMIP 5  
RVO referentienummer: MOOI32001  
Projectperiode: 01-04-2021 tot en met 31-07-2024

## Contactgegevens

Naam: Gijs Verhoeven  
E-mail: g.verhoeven.1@tue.nl

Naam: Bart van der Holst  
E-mail: b.v.d.holst@tue.nl

Naam: Koen Kok  
E-mail: j.k.kok@tue.nl

*Dit onderzoek maakt onderdeel uit van het MOOI project GO-e (Gebouwde omgeving elektrificatie). Dit project is uitgevoerd met Topsector Energie Subsidie van het Ministerie van Economische zaken en Klimaat, uitgevoerd door Rijksdienst voor ondernemend Nederland. De specifieke subsidie voor dit project betreft MOOI-subsidie ronde 2020. Het GO-e consortium van regionale netbeheerders, diensten- en technologieleveranciers, adviseurs en kennisinstellingen geeft invulling aan de doelen van MMIP5 “Elektrificatie van het energiesysteem in de gebouwde omgeving”.*





## Dankwoord

Wij willen onze oprechte dank uitspreken aan alle projectpartners die hebben bijgedragen aan dit onderzoek. Hun deskundigheid, inzet en waardevolle discussies zijn van onschatbare waarde geweest voor het succes van dit project.

Onze dank gaat uit naar **Phuong Nguyen** (TU Eindhoven) en **Johan Morren** (TU Eindhoven, Enexis) voor hun waardevolle discussies over de onderzoeksrichting. Hun inzichten hebben ons geholpen de focus en diepgang van ons werk te verbeteren. Johan Morren's unieke positie bij zowel de TU Eindhoven als Enexis Netbeheer leverde bovendien belangrijke perspectieven vanuit de netbeheerdershoek. Verder zijn we ook erg dankbaar voor de bijdragen van **Irena Dukovska** (TU Eindhoven, Alliander) en **Leo van Schooten** (TU Eindhoven). Irena Dukovska heeft ons ondersteund met waardevolle discussies en praktische hulp bij de simulatiestudie. Leo van Schooten was cruciaal in het ondersteunen van het onderzoek en het ontwikkelen van het DOTS-Energy simulatieplatform.

Van TNO willen we **Edwin Matthijssen**, **Mark Vrijlandt**, **Ruduan Plug** en **Arun Subramanian** bedanken voor hun onmisbare werk bij het ontwerp en de ondersteuning van het DOTS-Energy simulatieplatform. Edwin Matthijssen en Arun Subramanian hebben een fundamentele rol gespeeld in het ontwerp en de opzet van het platform. Mark Vrijlandt en Ruduan Plug hebben hun expertise ingezet voor zowel het ontwerp als de ontwikkeling en ondersteuning ervan, wat essentieel was voor de voortgang van ons project. Aanvullend gaat onze waardering ook uit naar **Arjen van der Meer** (TU Delft) voor zijn waardevolle discussies over de opzet van de simulatiestudie, die ons hebben geholpen bij het verfijnen van onze methodologische benadering in het beginstadium van het project.

We zijn **Michel Emde** (TNO) bijzonder dankbaar voor zijn waardevolle discussies en het leiden van het werkpakket waar dit onderzoek onderdeel van is. **Bob Ran** en **Pim Piek** (beiden TNO) verdienen onze dank voor hun sleutelrollen in het initiëren en managen van het GO-e project, wat de coördinatie en uitvoering van ons onderzoek mogelijk heeft gemaakt.

Ten slotte willen we **Daphne Geelen** (Enexis), **Martijn van der Eerden** (Alliander) en **John Hodemaekers** (Stedin) bedanken voor hun waardevolle perspectieven vanuit het netbeheer. Hun inzichten hebben ons geholpen de praktische implicaties van ons werk beter te begrijpen en te integreren.





## Managementsamenvatting

De energietransitie zorgt voor een enorme verbouwing van het energiesysteem, waarbij fossiele brandstoffen plaatsmaken voor duurzame elektriciteit. De verduurzaming van bedrijven en huishoudens heeft consequenties voor het elektriciteitsnet. In Nederland leidt dit al tot netcongestie op verschillende spanningsniveaus en zal dit probleem tot 2030 naar verwachting alleen maar toenemen. Ook op het laagspanningsniveau in de gebouwde omgeving wordt verwacht dat duizenden kleingebruikers getroffen zullen worden door spanningsproblemen en storingen als geen actie ondernomen wordt [1]. Een van de manieren waarop netbeheerders in de toekomst actie kunnen ondernemen is door met verschillende instrumenten kleingebruikers in de gebouwde omgeving aan te zetten tot een efficiënter netgebruik. Het is echter nog een open vraag welke instrumenten daarvoor het meest geschikt zijn.

Daarom is binnen het GO-e project onder leiding van de Technische Universiteit Eindhoven met TNO een simulatiestudie uitgevoerd. Het doel van deze studie is om de effectiviteit van verschillende instrumenten voor congestiemanagement in de gebouwde omgeving te onderzoeken. In deze studie is met behulp van agent-gebaseerde simulaties een drietal tariefinstrumenten en een tweetal markt-gebaseerde instrumenten onderzocht. De instrumenten zijn gekozen in nauw overleg met vertegenwoordigers van de 3 grootste Nederlandse regionale netbeheerders. Voor de tarieven is gekeken naar een bandbreedtetarief, een gewogen piektarief en een seizoensgebonden Time of Use tarief. Deze opties zijn gekozen om de studie zoveel mogelijk op te lijnen met het maatschappelijk debat over alternatieve nettarieven voor kleingebruikers anno 2024. Daarnaast is ervoor gekozen om zo dicht mogelijk bij het huidige Nederlandse elektriciteitssysteem te blijven door voor de marktgebaseerde instrumenten te kijken naar de recent geïntroduceerde capaciteitsbeperkingscontracten en redispatchproducten uit de netcode Elektriciteit, vertaald naar een laagspanning setting. Er is onderzocht welke instrumenten (in combinatie) effectief zijn en wat aandachtspunten zijn bij het ontwerp van deze instrumenten. Hierbij is uitsluitend gefocust op de impact van de instrumenten op netcongestie in verschillende netten en scenario's voor 2030. De studie stelt dus geen nieuwe instrumenten voor en ook een analyse van de impact van de instrumenten op bijvoorbeeld publieke waarden valt buiten de kaders van de studie.

De hoofdconclusies van het onderzoek zijn:

**De groei van aanstuurbaarheid van flexibele apparaten en de toename van het aantal huishoudens met een dynamische elektriciteitscontract kan piekbelasting verminderen, maar bij hoge adoptie zal dit congestie juist verergeren.**

De groei van aanstuurbaarheid en dynamische elektriciteitscontracten kan initieel piekbelasting verminderen. Dit is te zien in een gelijkmatigere spreiding van elektriciteitsverbruik over de dag wanneer beperkte aansturing en dynamische contracten worden gesimuleerd. Dit leidt tot een efficiënter gebruik van het netwerk en een afname van congestie. Echter, bij hoge adoptie kan dit ook leiden tot verergering van congestie door gelijktijdigheid van verbruik op goedkope momenten, zoals in de extreme scenario's waarbij elke aansluiting aanstuurbaar is en een dynamisch elektriciteitscontract heeft. Dit fenomeen wordt geïllustreerd door simulaties van kabelbelasting in zowel winter- als zomerperiodes, waarbij hogere pieken optreden door gelijktijdigheid van aanstuurbaar verbruik.



**De robuustheid van tariefinstrumenten voor synchronisatie (met marktprijzen) is essentieel voor de invloed op congestie.**

Het samenvallen van lage marktprijzen met de prikkels uit de nettarieven kan leiden tot gelijktijdigheid van verbruik, wat hogere piekbelastingen en congestierisico's met zich meebrengt. Synchronisatie kan namelijk extra congestie veroorzaken, vooral bij tariefinstrumenten die niet robuust zijn voor dynamische energiemarkten. Dit gaat een belangrijkere rol spelen bij groeiende aanstuurbaarheid en dynamische elektriciteitscontracten. Het regelmatig aanpassen van tariefinstrumenten (bijvoorbeeld jaarlijks) aan actuele congestiebeelden is van cruciaal belang om congestieproblemen door synchronisatie-effecten te voorkomen.

**Van de getoetste tariefinstrumenten lijkt het gewogen piektarief het meest effectief in het reduceren van congestie in de bestudeerde netwerken.**

Van de onderzochte tariefinstrumenten lijkt het gewogen piektarief het effectiefst te zijn in het verminderen van congestie in de bestudeerde netwerken en onder de beschouwde scenario's. Dit wordt ondersteund door de simulatieresultaten, waaruit blijkt dat, ondanks de congestieproblemen in veel gevallen niet volledig opgelost worden door de tariefinstrumenten, het gewogen piektarief een grotere afname van congestie veroorzaakt in vergelijking met andere tariefopties. Deze effectiviteit kan worden toegeschreven aan de robuustheid van het gewogen piektarief tegen synchronisatie met marktprijzen en de combinatie van tijd- en vermogensgedreven prikkels. Het bandbreedte tarief en het seizoensgebonden Time of Use tarief kunnen ook congestie verminderen, maar hun impact is over het algemeen kleiner dan die van het gewogen piektarief. Dit kan worden toegeschreven aan de eerder genoemde effecten van synchronisatie. Dit benadrukt het belang van het ontwerpen van robuuste tariefinstrumenten en het voortdurend afstemmen ervan op actuele congestiebeelden en marktsituaties.

**Het combineren van capaciteitsbeperkingscontracten en redispatchcontracten kan met name in de winter leiden tot meer kosteneffectief congestiemanagement.**

In de winter blijkt dat voor een breed scala aan vergoedingen voor capaciteitsbeperkingscontracten een mix van zowel capaciteitsbeperkingscontracten als redispatchcontracten kosten optimaal kan zijn. Vooral voor het afregelen van elektrische auto's kan een capaciteitsbeperkingscontract interessant zijn omdat door het hoge laadvermogen de huishoudens dan dicht bij de fysieke capaciteit opereren. In de zomer leek met name redispatch aantrekkelijk te zijn door de lage marktprijzen en resulterende lage kosten voor redispatch op het GOPACS-platform. Tevens was de inzet van capaciteitsbeperkingscontracten in de zomer onaantrekkelijk onder de gekozen vergoedingstructuur doordat bij opwekcongestie de huishoudens typisch niet dicht bij de fysieke aansluitingscapaciteit opereren.





### **Het gecombineerd inzetten van tarieven en contracten bij hoge aanstuurbaarheid /flexibiliteit kan rebound- en synchronisatie-effecten verkleinen.**

In dit werk kunnen netbeheerders de marktgebaseerde capaciteitbeperkingscontracten en redispatchcontracten alleen op momenten inzetten dat er day-ahead congestie verwacht werd. Een risico bij zo'n implementatie is dat na de afroep de belasting verschuift naar andere goedkope momenten. Tariefinstrumenten kunnen helpen om deze rebounds uit te smeren, maar dat werkt alleen als er genoeg flexibiliteit in de portfolio's van de aggregators/Congestie Service Providers zit om de rebounds over een langere periode te verdelen. Tegelijkertijd kunnen de contracten pieken op het net voorkomen die juist zijn veroorzaakt door een gelijktijdige sturing op marktprijzen of het nettarief. Voor opwekcongestie door zon spelen rebounds geen rol en kan een combinatie van een tarief en redispatch een effectieve strategie zijn om congestie te verminderen.

### **Als aggregators op grote schaal passief gaan balanceren, verandert het congestiebeeld en de beschouwde instrumenten kunnen deze congestie niet voorkomen.**

Nederland is redelijk uniek in de mogelijkheid om vergoed te worden voor passieve balancering en ook apparaten in het laagspanningsnet kunnen daarvoor worden ingezet. Het gevolg is dat niet alle flexibiliteit in de gebouwde omgeving altijd beschikbaar is voor congestiemanagement voor de netbeheerder. De systeemom balans is erg moeilijk vooruit te voorspellen en het is dus aannemelijk dat marktpartijen pas dicht op real-time beslissen om aan passieve balancering te doen. We laten zien dat als dat op een redelijke schaal gebeurt er korte maar hoge overbelasting kan ontstaan in laagspanningsnetwerken. Verder bleken de day-ahead afgeroepen contracten niet geschikt om deze congestie af te vangen, omdat deze pieken niet een dag vooruit kunnen worden voorspeld. Aanvullend kunnen prikkels vanuit de tarieven typisch niet op tegen de potentiële beloning vanuit de onbalansmarkt om deze congestie op te lossen.

Verder geven we graag de volgende aanbevelingen mee aan de regionale/landelijke netbeheerders:

- We adviseren een stimulering van hogere aanstuurbaarheid van flexibele apparaten en dynamische energiecontracten. Wel moet er op gelet worden dat als dit in een groot deel van de huishoudens gebeurt nieuwe pieken o.b.v. prijssturing kunnen ontstaan.
- We adviseren om bij de introductie van een nieuw nettarief rekening te houden met de mogelijkheid om synchronisatie als gevolg van dit tarief en lage marktprijzen te dempen. Een voorbeeld van een tarief dat aan deze eis kan voldoen, is een gewogen piektarief waarin zowel een vermogenscomponent als een tijdscomponent samenkomt.
- We adviseren om bij de implementatie van nieuwe instrumenten vooruit te denken over de mogelijkheid om deze periodiek aan te kunnen passen naarmate de energietransitie vordert. Zo kunnen de instrumenten afgestemd worden op de meest up-to-date congestiebeelden en kunnen de prikkels afgestemd worden op andere prikkels die mogelijk congestie kunnen veroorzaken, zoals bijvoorbeeld prijsvariaties op elektriciteitsmarkten.



- We moedigen zowel de regionale netbeheerders als de landelijke netbeheerder aan om vervolgonderzoek te doen naar de coördinatie van de capaciteitsbeperkingscontracten en redispatchcontracten, omdat dit vraagstuk complex en relevant is. Het is daarbij belangrijk om in kaart te brengen welke beslisfactoren en risico's belangrijk zijn voor verschillende congestiesituaties.
- Hoewel de gesimuleerde tariefinstrumenten een aanzienlijke impact hadden op de congestie, konden ze in slechts twee van de gesimuleerde netwerken alle congestie volledig verhelpen. We adviseren regionale netbeheerders daarom om naast het verzwaren van hun netwerken; de implementatie van tariefinstrumenten; en het stimuleren van aanstuurbaarheid ook verder te blijven kijken naar actievere vormen van congestiemanagement voor de gebouwde omgeving.
- Bij day-ahead congestiemanagement moet gelet worden op het ontstaan van rebound-effecten op niet aangewezen momenten. Nettarieven kunnen in sommige situaties helpen deze reboundeffecten te spreiden als er genoeg flexibiliteit beschikbaar is, maar meer vervolgonderzoek is hier nodig.
- We adviseren regionale netbeheerders ook om alert te blijven op ontwikkelingen in distributienetten die duiden op een toename van de inzet van apparaten voor passieve balancering, omdat deze activiteiten tot nieuwe congestiebeelden kunnen leiden die niet te adresseren zijn met de onderzochte instrumenten.

Kortom, de studie laat zien dat de mechanismen die nu nieuw ingevoerd of in ontwikkeling zijn verlichting kunnen brengen in het net. Maar niet in iedere situatie en ook niet als flexibele vraag en aanbod sterker en korter op het moment van levering gaan reageren op prikkels uit de elektriciteitsmarkten. Voor de huidige congestieproblematiek is dat niet zo'n probleem. De netbeheerders hebben een enorme verzwaringsopgave. Ieder additioneel inzicht in de prioriteit voor verzwaren van specifieke netsegmenten én iedere ingreep die deze prioriteit voor een deel van de netten verlaagd is welkom.

Echter, vermogensstromen in de distributienetten worden in toenemende mate beïnvloed door prijssignalen uit de markten. Als de energietransitie verder ontwikkelt zal deze trend naar verwachting doorzetten in de komende jaren.

De studie laat zien dat zowel de tariefinstrumenten als de nieuwe contractvormen hier niet tegen bestand zijn. Deze maatregelen bieden dus wel verlichting maar vormen hoogstwaarschijnlijk geen eindoplossing. Het zijn de openingszetten in het schaakspel van congestiemanagement in de distributienetten en dus zeker niet het eindspel.



## Inhoudsopgave

DANKWOORD .....	III
MANAGEMENTSAMENVATTING .....	V
INHOUDSOPGAVE .....	IX
1. INLEIDING .....	1
1.1 Netcongestie en de gebouwde omgeving.....	1
1.2 Instrumenten voor congestiemanagment in de gebouwde omgeving.....	1
1.3 De simulatiestudie.....	2
1.4 Opzet rapport .....	2
2. INSTRUMENTEN VOOR CONGESTIEMANAGEMENT .....	3
2.1 Tariefinstrumenten.....	5
2.1.1 Bandbreedte tarief.....	5
2.1.2 Gewogen piektarief.....	6
2.1.3 Seizoensgebonden Time of Use tarief .....	7
2.2 Marktgebaseerde Instrumenten.....	9
2.2.1 Contracten en de Netcode Congestiemanagment .....	9
2.2.2 Invulling Contracten .....	9
3. SIMULATIEAANPAK EN MODELERING .....	13
3.1 Elektrische Apparaten.....	14
3.1.1 Zonnepanelen op dak .....	14
3.1.2 Elektrische auto's.....	14
3.1.3 Elektrische warmtepompen.....	15
3.1.4 Hybride warmtepompen.....	15
3.1.5 Thuisbatterij .....	15
3.2 Laagspanningsnetten.....	16
3.3 Het Weer .....	17
3.4 Elektriciteitsmarkten.....	17
3.5 Woningen met/zonder Slimme Aansturing.....	19
3.5.1 Prijsprikkels en Gedrag.....	19
3.5.2 Implementatie van de HEMS.....	20
3.6 Aggregators.....	21
3.6.1 De rol en relatie tot andere rollen .....	21
3.6.2 Aggregators in de netwerken .....	22



3.6.3 Onbalansstrategie.....	22
3.7 De Regionale Netbeheerder .....	23
4. GESIMULEERDE SCENARIO'S .....	25
5. DOTS ENERGY: EEN NIEUW SIMULATIEPLATFORM.....	27
5.1 Motivatie.....	27
5.2 De componenten van DOTS Energy .....	27
6. RESULTATEN.....	29
6.1 Het veranderende congestiebeeld voor 2030.....	29
6.2 De impact van tariefinstrumenten.....	32
6.3 Combineren van Capaciteitsbeperkingscontracten en Redispatchcontracten.....	36
6.4 Combineren van Tarieven en Contracten .....	38
6.5 Instrumenten en Passieve Balancing .....	40
7. DISCUSSIE EN BLIK OP DE TOEKOMST: OPENING OF EINDSPEL?.....	43
7.1 Trends .....	43
7.2 Congestiemanagement.....	44
7.3 Congestiemanagement versus verhogen netutilisatiegraad .....	44
7.4 Flitscongestie .....	44
7.5 Een blik vooruit .....	45
7.6 Lock-in gevaar .....	45
8. REFERENTIES .....	47



## 1. Inleiding

### 1.1 Netcongestie en de gebouwde omgeving

Door de energietransitie zal er de komende jaren een sterke stijging plaatsvinden van zowel elektrische vraag als elektrische invoeding in de gebouwde omgeving. Niet alleen zullen er meer woningen worden gebouwd, maar er zal ook sprake zijn van een sterke autonome groei veroorzaakt door de elektrificatie van de bestaande bouw. Relevante ontwikkelingen zijn hierbij de grote toename van zonnepanelen bij consumenten, de elektrificatie van mobiliteit, bijvoorbeeld met elektrische auto's, en van verwarming, bijvoorbeeld met (hybride-) warmtepompen. Naar verwachting kan de resulterende grotere en meer variabele elektriciteitsbehoefte congestieproblemen veroorzaken in de distributienetten van de regionale netbeheerders (RNBs). Om deze reden is om netcongestie op het midden- en hoogspanningsnet aan te pakken eind 2022 het Landelijk Actieprogramma Netcongestie (LAN) gestart en is daar in 2023 een extra spoor voor laagspanning aan toegevoegd, omdat netcongestie ook daar verwacht wordt in de komende jaren [1].

In een probleemanalyse laat het LAN-laagspanning bijvoorbeeld zien dat als er geen actie ondernomen wordt er in 2030 ongeveer anderhalf miljoen kleingebruikers getroffen kunnen worden door spanningsproblemen of storingen. Ook demissionair minister Rob Jetten waarschuwde in oktober 2023 dat in Gelderland, Utrecht en delen van Flevoland vanaf 2026 kleingebruikers kunnen worden geraakt door stroomuitval op piekmomenten [2]. Verder zijn er ook anno 2024 al voorbeelden van afgeronde nieuwbouwwijken met warmtepompen die niet op het net aangesloten kunnen worden [3]. In het II3050 rapport schatten de RNBs in 2021 dat als gevolg van de knelpunten er tussen 11.490 en 15.000 middenspanning en laagspanning (MS-LS) stations moeten worden uitgebreid, en tussen de 7.500 en 12.000 nieuwe stations moeten worden gebouwd voor 2050 [4]. Bovendien is berekend dat de huidige totale kabellengte van 260.400 kilometer in de distributiesystemen met ongeveer 24-32% moet worden vergroot.

### 1.2 Instrumenten voor congestiemanagement in de gebouwde omgeving

De verzwaringsopgave waar de RNBs voor staan is dus enorm en wordt bemoeilijkt door bijvoorbeeld een tekort aan technisch personeel en door langzame ruimtelijke procedures. Naast netverzwaring kan er daarom ook worden ingezet op efficiënter netgebruik waarbij de netbeheerder gebruikers van flexibele apparaten kunnen stimuleren om minder te gebruiken op piekmomenten. Met de nieuwe wijzigingen van de Netcode Elektriciteit rondom transportschaarste en congestiemanagement in 2022 is de basis gelegd voor een congestiemanagementsystematiek voor middenspanning- en hoogspanningsnetten [5]. In laagspanningsnetten kunnen er nu echter nog geen instrumenten voor congestiemanagement worden toegepast. Er is op dit moment ook niet duidelijk welke instrumenten voor congestiemanagement effectief kunnen zijn om de flexibiliteit in de gebouwde omgeving in te zetten voor congestiemanagement, hoe de wisselwerking tussen verschillende soorten instrumenten is en waar bij de introductie van deze instrumenten op moet worden gelet.



### 1.3 De simulatiestudie

Dit rapport presenteert daarom een simulatiestudie waarin de effectiviteit van combinaties van zowel tarief- en marktinstrumenten in de gebouwde omgeving wordt onderzocht in verschillende scenario's voor 2030. We focussen ons daarbij op flexibiliteit uit de volgende apparaten: zonnepanelen, thuisladen van elektrische voertuigen, (hybride-) warmtepompen en thuisbatterijen. We blijven daarbij dichtbij de praktijk en de behoeftes van de RNBs door een 3-tal tariefinstrumenten mee te nemen die worden besproken in het LAN-laagspanning en deze te combineren met vertalingen van de nieuwe contracten voor congestiemanagement uit de netcode naar laagspanning. We focussen ons daarbij op de impact van de instrumenten op de netcongestie in 2030 en bestuderen daarvoor 9 verschillende laagspanningsnetten. Tevens wordt er gekeken naar gevallen waarin marktpartijen de flexibiliteit uit de gebouwde omgeving proberen in te zetten voor passieve balancerings. Op deze manier is de flexibiliteit uit de apparaten dus niet noodzakelijk volledig beschikbaar voor de netbeheerder en kan er extra congestie in de netten ontstaan.

### 1.4 Opzet rapport

Na deze inleiding presenteert Hoofdstuk 2 een overzicht van de onderzochte instrumenten voor congestiemanagement in dit onderzoek. De keuze voor deze instrumenten en de concrete invulling worden daar toegelicht. Vervolgens behandelt Hoofdstuk 3 uitgebreid de modelleeraanpak en de belangrijkste aannames binnen de verschillende componenten van de simulatie. Hoofdstuk 4 presenteert kort de scenario's die binnen de studie worden bestudeerd, waarna in Hoofdstuk 5 het nieuw ontwikkelde simulatieplatform wordt toegelicht dat binnen deze studie is gebruikt. De resultaten en conclusies van de studie worden gepresenteerd in Hoofdstuk 6, waarna het rapport wordt afgesloten met een discussie en reflectie op de toekomst in Hoofdstuk 7.



## 2. Instrumenten voor Congestiemanagement

Om flexibiliteit uit de gebouwde omgeving in te kunnen zetten voor congestie management, kan een netbeheerder gebruik maken van verschillende instrumenten. Deze instrumenten kunnen in lijn met Europese richtlijnen worden ondergebracht in drie categorieën: tariefinstrumenten, marktgebaseerde instrumenten en niet-marktgebaseerde instrumenten. Binnen de Europese Unie (EU) dienen de verschillende lidstaten hun beleid af te stemmen met het zogenaamde ‘Clean Energy for all Europeans Package’ (CEP), dat in 2019 is goedgekeurd. Deze verzameling van maatregelen, regelgeving en richtlijnen heeft als doel de overgang naar hernieuwbare energiebronnen en energie-efficiëntie te versnellen om zo de doelstellingen voor het Klimaatakkoord van Parijs en de Europese Green Deal te kunnen behalen. EU-lidstaten kunnen de regelgeving en richtlijnen van het CEP dus aanpassen en afstemmen in hun nationale regelgeving [6].

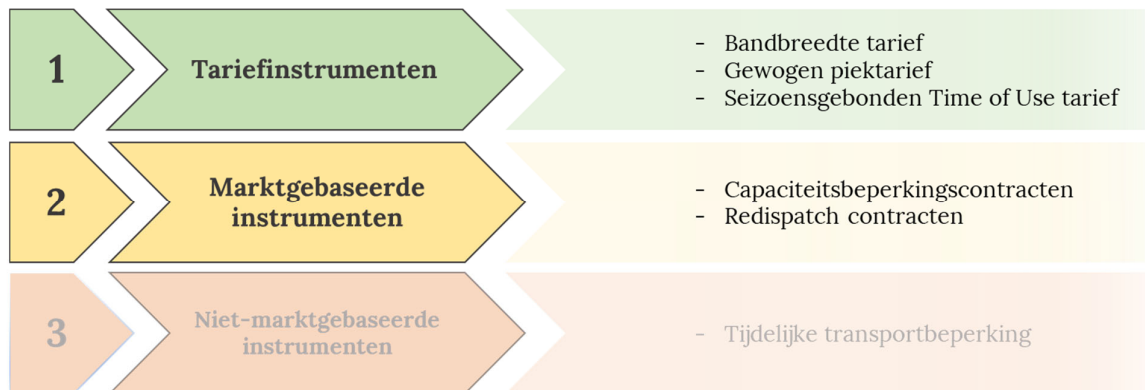
Een deel van het CEP richt zich op het opzetten van een modern ontwerp voor de Europese elektriciteitsmarkten om de integratie van meer en marktgebaseerde flexibiliteit en een groter aandeel hernieuwbare energie mogelijk te maken. Deze richtlijn stelt dat EU-lidstaten het mogelijk moeten maken voor distributie netbeheerders om flexibiliteitsdiensten voor congestie management in te kopen. Verder wordt er gespecificeerd dat congestieproblemen in de distributienetwerken dienen te worden aangepakt met transparante, niet-discriminerende marktgebaseerde oplossingen [7][8]. Onder bepaalde voorwaarden, wanneer marktgebaseerde oplossingen niet voldoende zijn, zou de netbeheerder kunnen terugvallen op niet-marktgebaseerde oplossingen, in de vorm van redispatch van vraag, opwek of opslag. Dit laatste redmiddel kan alleen worden gebruikt door de netbeheerder wanneer marktgebaseerde oplossingen ofwel 1) niet voldoende zijn om alle congestie op te lossen (zelfs als alle marktgebaseerde middelen al worden gebruikt); 2) er een gebrek is aan concurrentie als gevolg van een beperkt aantal deelnemers aan marktgebaseerde middelen; of 3) wanneer de congestie dusdanig voorspelbaar is dat marktgebaseerde oplossingen de congestieproblemen zouden kunnen verergeren door ‘gaming’ [8][9].

Afgezien van marktinstrumenten wordt er aangegeven dat tariefinstrumenten ook kunnen worden gebruikt om efficiënter gedrag van consumenten en producenten te stimuleren. Het voornaamste doel van nettarieven is om de kosten van transmissie en distributie van elektriciteit te dekken. Hoewel congestieproblemen op korte termijn de kosten van het elektriciteitsnetwerk en het gebruik hiervan kunnen verhogen, is het voornaamste doel van een nettatarief niet de beperking of management van congestieproblemen. Om deze reden zijn de mogelijkheden om nettatariefinstrumenten in te zetten voor congestiemanagement beperkt. Dit betekent echter niet dat dergelijke instrumenten niet effectief kunnen zijn in het voorkomen en verminderen van congestieproblemen. Het gedrag van netgebruikers kan namelijk wel worden gestimuleerd door tariefinstrumenten. De mogelijkheden voor congestiemanagement zijn echter beperkt door de relatie met kostenreflectiviteit, wat betekent dat deze prikkel niet oneindig kan toenemen wanneer congestieproblemen zich voordoen [9].



De verschillende typen instrumenten spelen zich op andere tijdsschalen af: een tariefinstrument bijvoorbeeld is typisch altijd aanwezig, marktgebaseerde instrumenten worden day-ahead (DA) of intraday ingezet en niet-marktgebaseerde instrumenten worden ingezet wanneer de andere instrumenten niet aanwezig of voldoende zijn om de congestieproblemen (volledig) op te lossen. Om deze reden kunnen er dus verschillende typen mechanismen worden gecombineerd.

Binnen werkpakket 3.2 van het GO-e consortium is een ruime inventarisatie gedaan voor de mogelijkheden binnen de verschillende typen mechanismen. Op basis van gesprekken met experts van de RNBs en projectpartners is er op basis van deze inventarisatie een selectie gemaakt welke binnen dit deelonderzoek verder is uitgewerkt en te zien is in Figuur 1. Voor de tariefinstrumenten zijn dit, in lijn met verkenningen binnen RNBs, een bandbreedte tarief, een gewogen piektarief en een seizoensgebonden Time of Use tarief. Binnen Nederland zijn er marktgebaseerde oplossingen geformaliseerd in het recente netcode besluit van de Autoriteit Consument en Markt (ACM) betreffende regels rondom transportschaarste en congestiemanagement. Hierin wordt gespecificeerd dat netbeheerders congestiemanagementdiensten dienen te verkrijgen op basis van twee typen diensten: capaciteitsbeperking of redispatch producten [5]. Voor de marktgebaseerde instrumenten worden om deze reden capaciteitsbeperkingscontracten en redispatchcontracten meegenomen. Niet-marktgebaseerde instrumenten zijn binnen dit deelonderzoek niet verder uitgewerkt.



Figuur 1 Overzicht van de drie typen activatie mechanismen voor flexibiliteit en de gekozen varianten voor deze studie



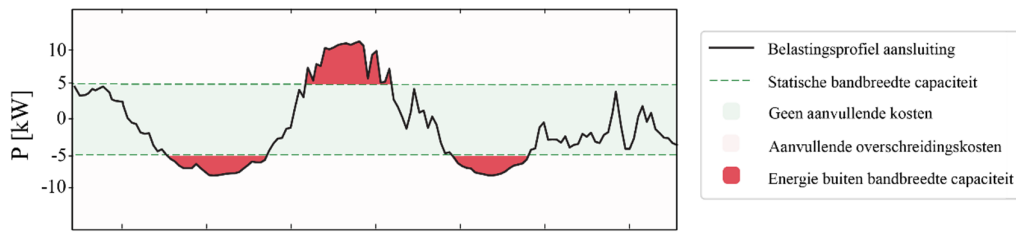


## 2.1 Tariefinstrumenten

Binnen Nederland onderzoeken de Nederlandse netbeheerders momenteel verschillende potentiële nieuwe netwerktarief opties. Op basis van gesprekken met experts van de netbeheerders is er binnen deze studie een interpretatie van een aantal van deze potentiële tariefopties uitgewerkt, welke in de volgende secties zullen worden toegelicht. Voor de potentiële tariefopties is gekozen voor enkel statische tarieven waarbij het dus voor een heel jaar bekend is hoe het tarief er uitziet en op welke momenten gebruik van het netwerk eventueel goedkoper of duurder is. Hoewel dynamische benaderingen beter in staat zijn om, los van de vooraf goed voorspelbare momenten, in te spelen op momenten van hogere belastingen en congestie, vergt dit ook uitgebreidere infrastructuur en communicatie om de aangeslotenen tijdig te kunnen informeren en updaten over de veranderingen in een dynamisch tarief. Wanneer aangeslotenen nog niet op dynamische tariefopties kunnen inspelen kan een dynamische benadering ook voor minder voorspelbaarheid en transparantie zorgen. Aanvullend zijn ook de implementatiekosten voor een statische benadering beperkter [10]. Om deze redenen wordt er in deze studie, in lijn met de huidige voorstellen van netbeheerders, eerst gekeken naar statische benaderingen. Voor de aangenomen kosten verbonden aan deze opties zijn een aantal principes toegepast. Zo zijn de kosten voor gemiddeld (piek)verbruik afgestemd op het huidige transportafhankelijk tarief (capaciteitstarief). Aanvullend zijn de aanvullende kosten door het afwijken van gemiddeld (piek)verbruik afgestemd op de gemiddelde spreiding in de day-ahead marktprijzen.

### 2.1.1 Bandbreedte tarief

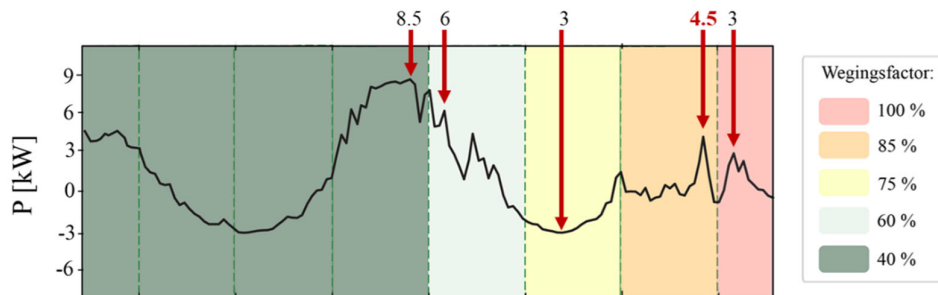
De eerste netwerktarief optie die is meegenomen in deze studie is het zogenaamde bandbreedte tarief. Dit bandbreedte netwerktarief werkt met een capaciteitsabonnementsmodel, waarbij consumenten geabonneerd zijn op een vooraf bepaalde capaciteitsbandbreedte. Afgezien van de verschillende bandbreedtecapaciteitslimieten en bijbehorende kosten, kunnen verschillende vormen van dit netwerktarief worden geïmplementeerd, waaronder statische en dynamische varianten. Binnen dit onderzoek zijn, mede vanwege het beperkte monitoring en communicatiemogelijkheden van netbeheerders in het huidige laagspanningsnet, enkel statische varianten van tariefinstrumenten geïmplementeerd. Voor het statische bandbreedte netwerktarief kunnen consumenten hun elektriciteitsaansluiting gebruiken en elektriciteit verbruiken of invoeden zonder beperkingen of extra kosten binnen de vooraf bepaalde capaciteitsbandbreedte. Echter, wanneer meer elektriciteit wordt gebruikt of geproduceerd, wat resulteert in een piek die de vooraf bepaalde bandbreedtecapaciteitslimiet overschrijdt, worden extra kosten in rekening gebracht voor de hoeveelheid energie die boven de bandbreedtecapaciteitslimiet wordt gebruikt, zoals aangegeven in Figuur 2. Binnen deze studie is een bandbreedtecapaciteit van 5 kW aangenomen voor alle aansluitingen en consumenten. De kosten voor het overschrijden van deze bandbreedte is afgestemd met de gemiddelde spreiding in de day-ahead marktprijzen, en aangenomen op 0,10 €/kWh.



Figuur 2 Illustratie werking bandbreedte tarief.

### 2.1.2 Gewogen piektarief

De tweede nettatarief optie die is meegenomen in deze studie is het zogenaamde gewogen piektarief. Deze tariefoptie is een adaptatie van het tijdsafhankelijke transporttarief dat is voorgesteld voor het Nederlandse hoogspanningsnet. Momenteel wordt deze systematiek enkel voorgesteld voor het (extra)hoogspanningsnet van TenneT, echter wordt voorzien dat een vergelijkbare systematiek in de toekomst ook voor de distributienetten van de RNBs kan worden ingevoerd [10]. Het is een variatie op het een capaciteitstarief voor de hoogste piek in een periode, waarbij het capaciteitstarief gedurende een bepaalde periode achteraf wordt berekend op basis van de hoogste vermogenspiek in die periode, zoals in het huidige transporttarief voor hoogspanning. Een nadeel van die uitwerking kan zijn dat wanneer consumenten assets hebben met een hoge piekvraag, zoals bijvoorbeeld het laden van een elektrische auto, dit ervoor kan zorgen dat hun kosten volledig bepaald worden door dit piekverbruik. Het maakt in dat geval dan niet meer uit welke lagere pieken er gemaakt worden in de overige tijd in de periode. Bij noodzaak voor bepaalde pieken zal de incentive om het verbruik zo veel mogelijk te spreiden in dat geval dus minder effectief zijn. Binnen het gewogen piektarief wordt er een weegfactor toegepast, aangeduid in een kleurzone afhankelijk van het uur van de dag en het moment van het jaar zoals gevisualiseerd voor de winter en zomer in Tabel 1. De hoogste piek wordt per meetperiode bepaald en vermenigvuldigd met de bijbehorende wegingsfactor, om zo de hoogste gewogen piek binnen een langere periode te kunnen bepalen. De precieze werking kan het best worden toegelicht aan de hand het voorbeeld in Figuur 3.



Figuur 3 Illustratie werking gewogen piektarief.

Wanneer we puur zouden kijken naar de hoogste piek, is dit uiteraard de piek van 8,5 kW. Echter wanneer we de wegingsfactoren van de verschillende zones meenemen, zoals hieronder uitgewerkt, zien we dat deze hoogste piek niet voor de hoogste gewogen piek zorgt. De piek van 4,5 kW, in de oranje zone met een wegingsfactor van 85% zorgt in dit geval voor de hoogst

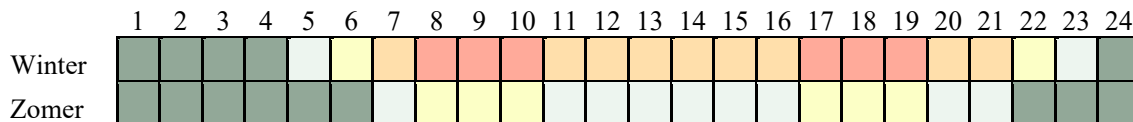


gewogen piek van 3,8 kW. Verbruik of opwek pieken die worden veroorzaakt op zogenaamde piekmomenten in het tarief wegen dus zwaarder mee. Dit stelt consumenten in staat om wel assets te kunnen gebruiken met een hoger piekvermogen, zonder dat dit per se hun kosten voor de hoogste piek in een periode hoeft te bepalen. Het laden van een auto op een hoger vermogen is dus niet per se erg wanneer dit op dal momenten gebeurt.

Gemeten piek	Wegingsfactor	Gewogen piek
3,0	100%	3,0
4,5	85%	3,8
3,0	75%	2,3
6,0	60%	3,6
8,5	40%	3,4

De meetperiode wordt in deze studie gelijk gehouden aan de onbalansverrekeningsperiode van 15 minuten. De periode waarvoor de hoogste gewogen piek geldig is zou in de praktijk mogelijk een maand kunnen zijn, binnen deze studie wordt alleen de periode van enkele dagen binnen de simulatiehorizon in acht genomen. Om de kosten voor iedere aansluiting te bepalen, wordt er een gewogen piekprijs gehanteerd van 5,72 €/kW voor de hoogst gewogen piek binnen de simulatie. Deze prijs is zo geschaald dat de totale kosten voor gemiddeld (piek)verbruik vergelijkbaar zijn met de huidige transportafhankelijke nettarijfkosten.

Tabel 1 Kleurzones per uur voor gewogen piektarief en seizoensgebonden Time of Use tarief voor winter en zomer.

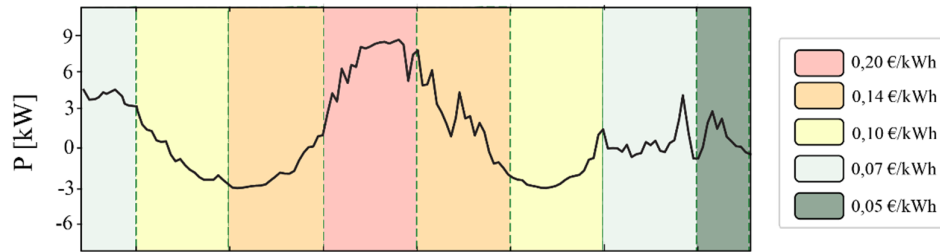


### 2.1.3 Seizoensgebonden Time of Use tarief

Tot slot de derde nettarijfoptie die is meegenomen in deze studie, het seizoensgebonden Time of Use (sToU) tarief. Dit tarief kent een kWh energieprijis toe aan ieder uur van de dag, wat varieert over de tijd van het jaar (in het geval van deze studie, voor de winter en zomer). Binnen het sToU tarief worden dezelfde kleurzones aangehouden als voor het gewogen piektarief, echter wordt er hier geen weegfactor toegekend aan de verschillende zones, maar een prijs voor de verbruikte energie. Het nettarij is dus niet afhankelijk van een capaciteit, zoals het geval was bij de voorgaande tariefopties, maar van de hoeveelheid elektrische energie die verbruikt of teruggeleverd wordt, en het moment waarop deze energie verbruikt of teruggeleverd wordt. Voor de totale kosten van een aansluiting/consument komt de kWh prijs van het nettarij dus boven op de leveringskosten voor elektriciteit. Het nettarij en de elektriciteitsmarkten hebben in deze configuratie dus een directere connectie in vergelijking met de andere nettarijfopties.



Figuur 4 illustreert de werking van het seizoensgebonden ToU tarief, en geeft ook een overzicht van de gehanteerde kWh prijzen binnen deze studie. In lijn met de aanpak voor zowel het bandbreedte tarief als het gewogen piektarief, geldt hier dat de totale kosten voor gemiddeld verbruik, in orde grootte gelijk is aan het huidige nettatarief. Vergelijkbaar met de aanpak voor het bandbreedte tarief, zijn de stappen tussen de verschillende kleurzones afgestemd met de gemiddelde spreiding in de day-ahead marktprijzen.



Figuur 4 Illustratie werking seizoensgebonden Time of Use tarief.



## 2.2 Marktgebaseerde Instrumenten

### 2.2.1 Contracten en de Netcode Congestie management

Binnen Nederland zijn de capaciteitsbeperkingscontracten (CBCs) en redispatchproducten geformaliseerd in het recente ACM netcodebesluit betreffende regels rondom transportschaarste en congestie management [5]. Bij het redispatchproduct wordt typisch onderscheid gemaakt in verplichte biedingen redispatch en vrije biedingen redispatch. De verplichte biedingen redispatch worden gecontracteerd met wat vanaf nu een redispatchcontract (RC) wordt genoemd. Vrije redispatch biedingen vallen buiten de scope van de studie, omdat deze minder zekerheid geven voor de netbeheerder dan biedingen die voortkomen uit een RC.

In de netcode is ook de nieuwe rol van een Congestion Service Provider (CSP) geïntroduceerd. De CSP is een intermediaire partij tussen de netbeheerder en partijen die flexibiliteit willen aanbieden. Met uitzondering van het CBC, dat ook op bilaterale wijze tussen de aangeslotene en de netbeheerder kan worden overeengekomen, is de CSP noodzakelijk voor het leveren van de marktgebaseerde congestie management. Omdat de CSPs in dit werk aggregators van huishoudens zijn, wordt verondersteld dat de CBCs ook via een CSP geregeld zijn en de netbeheerder niet op aansluitingsniveau een CBC afsluit. Daarbij is het verder goed om te benoemen dat CBCs en RCs onder de huidige netcodes pas af te sluiten zijn bij een capaciteit/flexibel vermogen van 0,1MW. Dit vermogen is typisch groter dan de capaciteit van CSPs in laagspanningsnetten. Voor de studie is deze grens daarom genegeerd, zodat deze instrumenten ook in de gebouwde omgeving ingezet en geanalyseerd kunnen worden.

Tenslotte definieert de netcode ook een aantal zaken die in de CBCs en RCs dienen worden vastgelegd. Echter, er blijft binnen deze kaders veel vrijheid voor de netbeheerder en de CSPs om het contract samen in te vullen. Daarom zal nu kort worden toegelicht hoe deze contracten binnen deze studie zijn ingevuld.

### 2.2.2 Invulling Contracten

De invulling van de CBCs en RCs is gepresenteerd in respectievelijk Tabel 2 en Tabel 3. Verder presenteert Figuur 5 een compleet overzicht van de afroep van de contracten in de vorm van een sequentiediagram.

Het capaciteitsbeperkingscontract wordt door de netbeheerder om 8:30 op de dag voordat de congestie verwacht wordt (dag D-1) geactiveerd. De netbeheerder communiceert zo voor het sluiten van de day-ahead markt op welke aansluitingen en momenten de CSP de aansluitcapaciteit moeten verlagen van de fysieke capaciteit tot een lagere capaciteit. Daarbij wordt aangenomen dat in het contract een minimale capaciteit van 4.0 kVA is opgenomen, zodat de aangeslotenen niet tot een zeer lage capaciteit kunnen worden teruggebracht en het standaardgebruik altijd kan worden geleverd. De CSP ontvangt een vaste vergoeding voor elke kVA dat een aansluiting gedurende een tijdsinterval van 15 minuten de capaciteit heeft moeten verlagen. Alternatief zou deze vergoeding kunnen afhangen van bijvoorbeeld misgelopen opbrengsten of een vergoeding afhankelijk van de prijs op de DA markt, maar hier is niet voor gekozen binnen deze studie. Hierdoor ligt het marktrisico bij de CSP en niet bij de netbeheerder en weet de netbeheerder op het moment van activeren van de CBC wat de kosten zijn van de activering van het contract. Verder worden er geen ongemaksvergoedingen of



beschikbaarheidsvergoedingen beschouwd in deze studie. We merken tenslotte op dat doordat de activering van de CBCs voor het sluiten van de DA-markt plaatsvindt, er op deze wijze geen onbalans wordt veroorzaakt.

Tabel 2: De invulling van het capaciteitsbeperkingscontract voor deze studie.

Component	Invulling
Moment van afroep	8:30 (D-1)
Actie(s) CSP	De CSP beperkt op dag D de capaciteit van een aantal aangeslotenen tot de door de netbeheerder bepaalde capaciteiten voor de doorgegeven momenten op de dag.
Randvoorwaarde	De capaciteit van de aansluitingen kan niet verder worden beperkt dan een afgesproken minimale capaciteit.
Vergoeding	Een vast bedrag per kVA dat een aansluiting gedurende een periode is beperkt
Parameters	<ul style="list-style-type: none"><li>• Minimum capaciteit voor de aansluitingen</li><li>• De vergoeding per kVA</li></ul>

Tabel 3: De invulling van het redispatchcontract voor deze studie.

Component	Invulling
Moment van afroep	20:00 (D-1)
Actie(s) CSP	De CSP plaatst om 20:00 een koop- of verkoopbieding op GOPACS tegen de gecontracteerde prijs voor het door de netbeheerder bepaalde netto volume. De CSP regelt op dag D op/af op de door de netbeheerder bepaalde aansluitingen op de gecommuniceerde momenten.
Randvoorwaarde	De CSP stuurt om 12:00 (D-1) een prognose voor dag D naar de netbeheerder. Dit is de baseline voor redispatch.
Vergoeding	De vergoeding voor de CSP hangt af van de prijs waarmee de CSP de bieding plaatst. Deze wordt in het contract vastgelegd op: <ul style="list-style-type: none"><li>• Koopbieding: De day-ahead prijs min een korting</li><li>• Koopbiedingen: de day-ahead prijs + een bonus</li></ul>
Parameters	<ul style="list-style-type: none"><li>• De korting op koopbiedingen in €/kWh</li><li>• De bonus op verkoopbiedingen in €/kWh</li></ul>

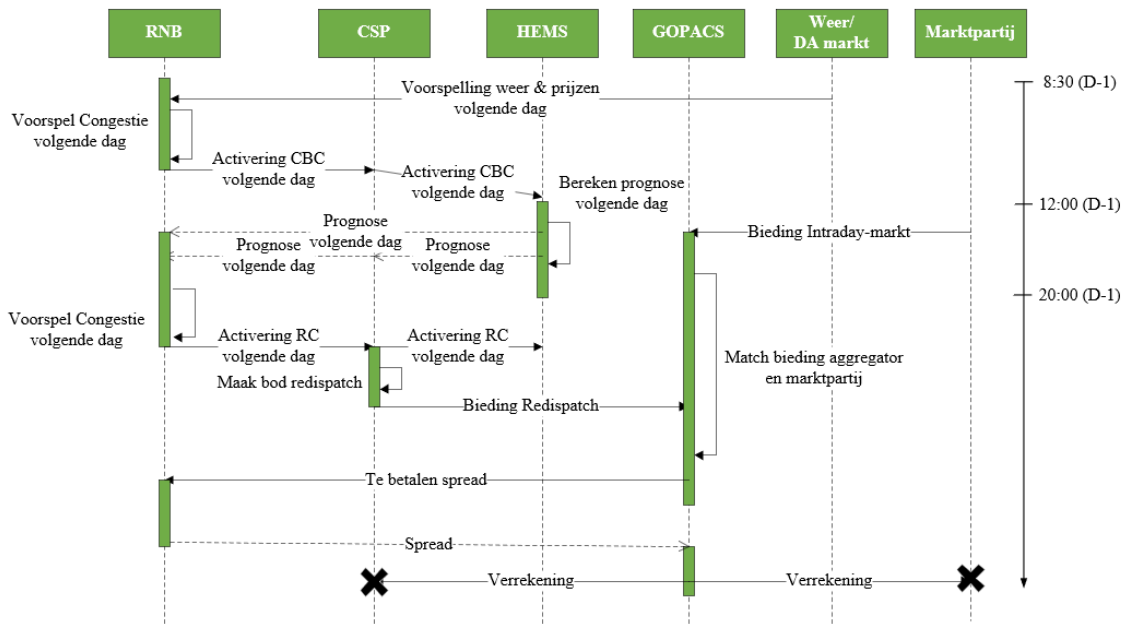


Redispatch is het aanpassen van de consumptie/productie nadat DA-markt al gesloten is. Als een baseline voor redispatch verplicht het redispatchcontract de CSP om uiterlijk 12:00 uur (D-1) een prognose te sturen voor de volgende dag. Dit is een versimpeling ten opzichte van het huidige systeem in Nederland, waarin de prognose later opgestuurd kan worden en later nog kan worden aangepast. Er is op dit moment echter nog geen harde verplichting voor CSPs om zich aan deze prognose te houden, maar we veronderstellen binnen deze studie dat de CSP altijd een prognose opstuurt naar de netbeheerder die waarheidsgetrouw is.

We nemen aan dat de netbeheerder altijd om 20:00 uur (D-1) de RCs activeert. Het is in principe mogelijk om redispatch op meerder momenten in tijd af te roepen, omdat redispatch via het GOPACS-platform [11] gekoppeld is aan de continue intraday markt. GOPACS is een platform dat tot stand is gekomen door een samenwerking van de Nederlandse netbeheerders. Het wordt gebruikt voor zowel de afroep van capaciteitsbeperkingscontracten en redispatch. Biedingen voor bijvoorbeeld redispatch gaan via de intraday handelsplatformen van ETPA en EPEX-spot. Technisch gezien kunnen redispatch biedingen dus continue worden afgeroepen, maar we veronderstellen in dit onderzoek dus als versimpeling dat dit maar op één moment om 20:00 uur (D-1) wordt gedaan. In toekomstig onderzoek kan deze aanname verder gerelaxeerd worden. Voor meer informatie over GOPACS en de modellering daarvan verwijzen we naar paragraaf 3.4.

Als de netbeheerder het redispatchcontract afroept, bepaalt deze op welke aansluitingen en welke momenten de CSP de consumptie/productie moet verhogen/verlagen. Dit wordt afgehandeld doordat de CSP deze redispatch bundelt en inbiedt op GOPACS als een koop- of verkoopbieding. Het redispatchcontract in dit onderzoek legt vast voor welke prijs de CSP deze bieding doet. Bij een koopbieding is deze prijs de DA prijs min een korting en voor de verkoopbieding is deze de DA prijs plus een extra vergoeding. Deze extra korting of vergoeding maakt het aantrekkelijk voor de CSP om het contract af te sluiten. Een speciaal geval is dat de CSP productie moet afregelen, want dan zou de CSP de overproductie terug moeten kopen via GOPACS en dit zou tot een verlies leiden. Daarom is voor dit geval besloten om de CSP kostenvrij te stellen. Dit is equivalent aan de CSP een kooporder van 0 €/kWh op te laten sturen naar GOPACS.

Op het GOPACS platform wordt nu de bieding van de CSP gematch met een tegenbieding van een andere partij. Dit zorgt ervoor dat de systeembalans niet beïnvloed wordt door het toepassen van redispatch. Als er een zogeheten spread is tussen de prijs van de biedingen legt netbeheerder deze spread bij. De kosten van redispatch hangen dus sterk samen met de tegenbiedingen die andere marktpartijen inbieden. De verrekening vindt plaats op het GOPACS-platform. We merken op dat doordat we in het RC opnemen dat bij het reduceren van productie er een kooporder van 0 €/kWh wordt opgestuurd door de CSP, dat netbeheerder het volledige tegenbod als de spread moet betalen. Op deze manier is er een financiële prikkel voor de netbeheerder om productiecongestie te adresseren met het verhogen van consumptie en niet met het verlagen van productie.



Figuur 5: Een sequentiediagram dat de stappen van de activering van de capaciteitsbeperkingscontracten (CBCs) en redispatchcontracten (RCs) samenvat.





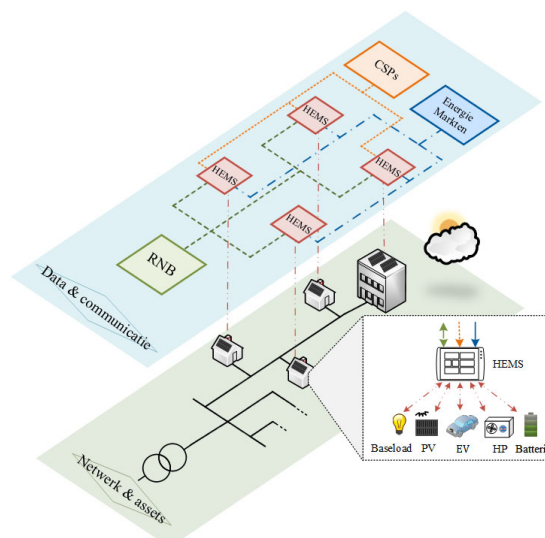
### 3. Simulatieaanpak en modellering

De simulaties die binnen dit onderzoek zijn uitgevoerd zijn tijd-discrete agent-gebaseerde simulaties. Dat betekent dat we een verzameling van relevante componenten en actoren (agenten) binnen het energiesysteem modelleren en het gedrag stap-voor-stap in de tijd simuleren over een vaste simulatieduur. De tijdsresolutie is daarbij 15 minuten gekozen, omdat veel meetdata gebruikt voor deze simulaties deze resolutie heeft (bijvoorbeeld data uit slimme meters) en dit de grootte is van de onbalansverrekeningsperiode in Nederland. Een simulatieduur van drie dagen is gekozen om de instrumenten voor congestiemanagement in een operationele setting te onderzoeken op een dag-tot-dag basis. Voor de resultaten zal er vooral gekeken worden naar de middelste dag, omdat op deze dag geen randeffecten spelen van het opstarten en stoppen van tijd-discrete simulatie. Planningsvraagstukken of tenderprocedures die vooraf kunnen gaan aan de implementatie van de instrumenten worden dus niet gesimuleerd.

De volgende componenten van het elektriciteitssysteem worden gemodelleerd en gesimuleerd en zijn schematisch weergegeven in Figuur 6:

- Elektrische apparaten;
- Laagspanningsnetten;
- Het weer;
- Verschillende elektriciteitsmarkten;
- Woningen met/zonder slimme aansturing d.m.v. een Home Energy Management System (HEMS);
- Aggregators/CSPs;
- De regionale netbeheerder.

De modellering van de verschillende componenten zal nu stuk-voor-stuk worden toegelicht.



Figuur 6: Een schematisch overzicht van alle componenten die worden gesimuleerd. Het overzicht bestaat uit een fysieke laag met daarin de elektrische apparaten, woningen, het weer en het laagspanningsnetwerk en een laag daarboven met daarin de componenten die informatie met elkaar uitwisselen. Hieronder vallen de home energy management systemen, de aggregators, de netbeheerder en de elektriciteitsmarkten.



### 3.1 Elektrische Apparaten

We classificeren de elektrische apparaten in de gebouwde omgeving op basis van de hoeveelheid flexibiliteit die ze kunnen leveren. Hierbij beperken we ons tot de apparaten die in woningen te vinden zijn, omdat woningen de enige gebouwen zijn die worden meegenomen in deze studie over de gebouwde omgeving. Andere gebouwen als kleine bedrijven en scholen die typisch ook op het laagspanningsnet zijn aangesloten, vallen dus buiten de studie. De volgende apparaten worden als flexibel gemodelleerd:

- Zonnepanelen op dak (PV);
- Elektrische auto's (EV);
- Elektrische warmtepompen (HP);
- Hybride warmtepompen (HHP);
- Thuisbatterijen (BESS).
- 

Alle andere apparaten als de elektrische kookplaat, wasmachines, drogers, etc. worden als inflexibel beschouwd. Dat is niet noodzakelijk omdat deze apparaten niet flexibel zouden kunnen worden ingezet [12], maar eerder omdat de geschatte bijdrage een stuk kleiner is dan de apparaten uit het rijtje. Alle andere apparaten worden daarom samengenomen tot een inflexibele basisbelasting met een vermogensfactor (de verhouding actief/schijnbaar vermogen) van 0,92. Het profiel van deze geaggregeerde basisbelasting wordt gebaseerd op gemeten geanonimiseerde slimme meter profielen uit 2020. De flexibele apparaten worden nu kort besproken.

#### 3.1.1 Zonnepanelen op dak

Voor de zonnepanelen wordt verondersteld dat ze een horizontaal op de daken liggen. Het actieve vermogen gegenereerd door de panelen wordt eenvoudig berekend met een efficiëntiefactor van 20% vermenigvuldigd met het oppervlak en de (horizontale) zonne-irradiantie. Er wordt een vermogensfactor van 1.0 verondersteld. Er wordt aangenomen dat de zonnepanelen altijd op 3 fases zijn aangesloten. Verder wordt verondersteld dat de zonnepanelen flexibel kunnen worden ingezet door ze af te knippen (curtailment). Tenslotte nemen we aan dat er geen randvoorwaarden rond comfort spelen bij het knippen van de zonnepanelen.

#### 3.1.2 Elektrische auto's

Bij de elektrische auto's wordt binnen deze studie alleen gekeken naar thuisladen en is publiek laden niet meegenomen. Ook is terugleveren aan het net (vehicle-to-grid) niet meegenomen. Voor de rittenpatronen is een modelmatige aanpak gekozen op basis van het werk van Hogeveen *et al* [13]. In dit werk worden laadsessies gegenereerd op basis van een onderliggend mobiliteitsmodel en een gekoppeld laadmodel. De aanname is hier dat het beter is om de laadsessies te baseren op mobiliteitsgedrag dan op hedendaagse gemeten laadsessies, omdat het waarschijnlijk is dat de samenstelling van de EV vloot en daarmee het laadgedrag sterk zal veranderen tot 2030. Meer informatie over deze aanpak is ook te vinden in de deliverables van werkpakket 4 van het GO-e project. De maximale laadvermogens worden als constant verondersteld en de waarden zijn door ElaadNL afgestemd op een dataset van gemeten laadsessies van Tesla modellen. Er wordt aangenomen dat de EVs altijd in staat zijn tussen 0 en het maximale vermogen te laden. We veronderstellen voor de EVs wederom een vermogensfactor van 1.0, omdat deze zoveel mogelijk gecorrigeerd wordt door de



vermogenselektronica in de laadpaal/auto. Verder zijn ook laadpalen thuis op 3 fases aangesloten. Als de EVs niet flexibel worden aangestuurd wordt aangenomen dat ze zo snel mogelijk laden tot de energie waarmee de EV in de genereerde laadsessie vertrekt. Als randvoorwaarde voor comfort veronderstellen we dat de EV aan het einde van de laadsessie altijd geladen moet zijn tot het punt dat de auto in de business-as-usual operatie zou hebben gedaan.

### 3.1.3 Elektrische warmtepompen

De modellering van de elektrische warmtepompen staat in meer detail geschreven in de GO-e deliverable van werkpakket 3.2. Belangrijk om uit te lichten is dat de elektrische warmtepomp zowel tapwater als de ruimtes van het huis verwarmt en dat voor beide doeleinden een eigen buffervat gebruikt wordt. Het buffervat voor warm water heeft tevens een extra verwarmingselement. Het gebruikte thermische model voor huizen is gebaseerd op het werk van Koene *et al.* en maakt het mogelijk om veel verschillende woningtypes en bouwjaren te modelleren (vrijstaande huizen, appartementen, etc.) [14]. Op basis van het gemodelleerde huis wordt ook het warmtepompsysteem gedimensioneerd (nominaal vermogen en de grootte van de buffertanks). Het warmtepompsysteem moet telkens bepalen hoeveel warmte naar de buffervaten wordt gestuurd, hoeveel warmte daaruit onttrokken moet worden en of het extra verwarmingselement moet worden aangezet. Bij een standaardaansturing wordt dat gedaan op basis van een verzameling van beslisregels, terwijl een home energy management systeem dat flexibel kan doen. Wat betreft comfort wordt verondersteld dat de huistemperatuur niet onder een ingestelde setpoint mag komen en dat de warmtevraag voor warm tapwater altijd voorzien moet kunnen worden. Tenslotte veronderstellen we dat de warmtepomp een vermogensfactor heeft van 0,95 en dat ook deze op 3 fases is aangesloten.

### 3.1.4 Hybride warmtepompen

Voor een hybride warmtepomp wordt eens sterk vereenvoudigd model gebruikt waarbij wordt aangenomen dat deze hetzelfde werkt als de elektrische warmtepomp, maar dat deze alleen de ruimteverwarming verzorgt. We veronderstellen dat de hybride warmtepomp op een willekeurige fase is aangesloten, zodat het netwerk als geheel ongeveer gebalanceerd is.

### 3.1.5 Thuisbatterij

Voor de thuisbatterij gebruiken we een eenvoudig model met dezelfde laad efficiëntie voor laden/ontladen. De grootte en laadsnelheid wordt gevarieerd tussen verkrijgbare modellen op de markt. De energie van de batterij wordt aan het begin van de simulatie willekeurig gekozen voor elke batterij. De batterij wordt op 3 fases aangesloten en heeft een vermogensfactor van 1.0.



### 3.2 Laagspanningsnetten

Binnen het GO-e project is er op basis van een verschillende factoren zoals o.a. demografische gegevens van het CBS, gebouwinformatie vanuit het BAG en verwachte groei- en spreiding van nieuwe apparaten in verschillende buurten van ElaadNL en de regionale netbeheerders een data-analyse uitgevoerd. Op basis van deze analyse is voor iedere buurt in Nederland vastgesteld binnen welke van de 8 resulterende archetypes deze buurt het beste past. Verdere analyse van deze buurten samen met de regionale netbeheerders heeft geleid tot een set van voorbeeldbuurten die representatief kunnen worden beschouwd [15]. Voor de laagspanningsnetten worden 9 netten gebruikt uit deze verzameling van 48 geanonimiseerde netten die als resultaat door het GO-e project worden gedeeld. De selectie is gemaakt op basis van:

- Of alle benodigde data beschikbaar was van het net en de corresponderende buurt (laadsessies, kabelcapaciteiten, etc.);
- Of het net maar 1 transformator heeft;
- Of er in het archetype buurt hoofdzakelijk woningen verwacht mogen worden. Het Archetype “Weinig bewoning & industrie” is dus niet bekeken, omdat alleen apparaten in woningen gemodelleerd worden.



Figuur 7: Het grootste en het kleinste netwerk in termen van aansluitingen dat is meegenomen in de studie. Elke kleur representeert een andere streng vanaf de transformator.

Netwerken met meer dan één transformator zijn niet meegenomen om de berekeningen te versnellen. Tabel 4 geeft een overzicht van de netten en Figuur 7 illustreert het grootste en het kleinste netwerk van de 9. Voor de netberekeningen wordt de open-source OpenDSS software gebruikt [16]. We voeren ongebalanceerde 3-fase berekeningen uit waarbij alle aansluitingen worden gemodelleerd door belastingen met een constant vermogensgedrag binnen de 15-minuut tijdstappen. De maximale kabel- en transformatorbelasting worden als constant en temperatuurafhankelijk verondersteld.



Tabel 4: Overzicht van de gebruikte laagspanningsnetten binnen de studie.

ID	Archetype buurt	Aantal aansluitingen
BU1.1	Pre woningwet	224
BU2.2	Vooroorlogse woningen	218
BU3.1	Naoorlogse rijtjeshuizen	141
BU5.2	Corporatie woningen	200
BU6.1	Vrijstaande huizen	246
BU6.6	Vrijstaande huizen	61
BU7.1	Platteland	62
BU7.2	Platteland	60
BU7.3	Platteland	54

### 3.3 Het Weer

Het weer is in de simulatie belangrijk voor zowel de opbrengst van de zonnepanelen als de warmteverliesberekeningen van de huizen met (hybride-) warmtepompen. Hiervoor zijn de uur waarden van het weerstation de Bilt uit 2020 gekozen en deze is lineair geïnterpoleerd tot 15-minuut waarden [17]. Concreet betrof het de volgende reeksen:

- (Horizontale) Zonne-irradiatie
- Buitentemperatuur
- Bodemtemperatuur op 50 centimeter diepte

Er is hier gekozen voor de weerdata uit 2020, zodat deze in overeenkomst is met jaar van de gebruikte profielen uit de slimme meters. De impliciete aanname is hier dus dat het weer in 2030 niet wezenlijk verschilt van het weer in 2020.

### 3.4 Elektriciteitsmarkten

Concreet worden de volgende markten meegenomen in (een deel van) de simulaties:

- De day-ahead markt;
- GOPACS;
- De onbalansmarkt.

Er wordt aangenomen dat de huizen, aggregators en netbeheerders geen marktkracht hebben, omdat we maar een klein netwerk simuleren. Dat betekent dat de activiteiten van deze actoren geen invloed hebben op de prijzen en dat ze prijsnemers zijn. Het gevolg is dat de markten als prijssignalen gemodelleerd kunnen worden. Een kanttekening is dat als alle buurten in Nederland zich zouden gaan gedragen als onze gesimuleerde buurten, we wel degelijk een andere marktdynamiek zouden kunnen verwachten op nationaal niveau. Deze terugkoppeling is dus niet meegenomen.

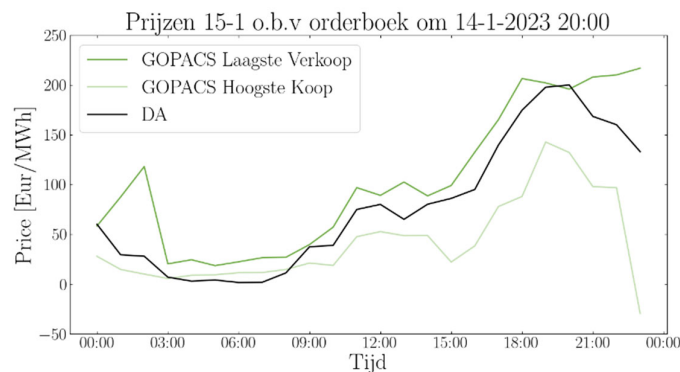
Voor de marktdata zijn de Nederlandse prijzen voor het jaar 2023 gekozen, omdat de marktdynamiek in de laatste jaren flink is veranderd en de meest recente prijzen waarschijnlijk de beste voorspeller zijn van de prijzen in de toekomst. Het is aannemelijk dat de marktprijzen in 2030 er anders uitzien dan de prijzen in 2023, maar een modellering van deze prijzen in 2030 valt buiten de kaders van dit onderzoek.



Voor de DA markt en de onbalansmarkt zijn de door TenneT gedeelde marktprijzen gebruikt. Verder gebruiken de aggregators voor hun handelsstrategie op de onbalansmarkt ook de nationale balans-delta's met hoogste opregel- en laagste afregelprijzen (zie ook 3.6.3 waar deze strategie wordt toegelicht).

GOPACS is een platform dat tot stand is gekomen door een samenwerking van de Nederlandse netbeheerders. Het kan worden gebruikt voor zowel de afroep van redispatch en capaciteitsbeperkingscontracten. Biedingen voor bijvoorbeeld redispatch gaan via de intraday handelsplatformen van ETPA en EPEX-spot [11]. In de praktijk is de minimale biedgrootte om deel te nemen aan het platform 0,1MW, maar we veronderstellen dat de CSPs in onze simulaties toch in staat zijn om deel te nemen, bijvoorbeeld omdat ze de bieding hebben kunnen samenvoegen met biedingen o.b.v. assets ergens anders in Nederland.

ETPA heeft binnen het GO-e project een deel van het geanonimiseerde orderboek gedeeld, zodat op elk moment bepaald kon worden welke orders er op dat moment in het orderboek zaten en wat de hoogste koopprijs en laagste verkoopprijs was. Hierbij is alleen gekeken naar de algemene uurlijkse producten. Deze orders functioneren dus als de tegenbiedingen van de bieding die de CSPs in onze simulatie op het platform plaatst door diens redispatchcontract om 20:00 uur (D-1). Hierbij worden de hoogste koopprijs en laagste verkoopprijs beschouwd voor elk kwartier van de volgende dag o.b.v. de orders in het orderboek aanwezig om 20:00 uur, omdat de CSP met kleine volumes inbiedt en de bieding volledig vereffent kon worden met een enkele tegenbieding. De netbeheerder betaalt de spread tussen de 2 biedingen en deze kan nu worden uitgerekend. Merk op dat het tijdstip van inbieden door de CSP, 20:00 uur (D-1), erg belangrijk is voor het bepalen van de prijzen, omdat door het continue karakter van de intraday markt constant orders in/uit het orderboek kunnen komen/gaan. Figuur 8 illustreert de hoogste koopprijs en laagste verkoopprijs één van de simulatiedagen, tezamen met de DA prijs van die dag.



Figuur 8: De day-ahead prijzen, hoogste koop- en laagste verkoopprijs op GOPACS zoals bepaald om 20:00 op 14-1-2023 voor de volgende dag. Hierbij is alleen gekeken naar de uurlijkse producten.





### 3.5 Woningen met/zonder Slimme Aansturing

#### 3.5.1 Prijsprikkels en Gedrag

Huishoudens kunnen op veel verschillende manieren besluiten hun flexibele apparaten aan te sturen op basis van de financiële prikkels vanuit de netbeheerder, markten of een andere partij. Aan de ene kant van het spectrum bevinden zich de huishoudens die ofwel onverschillig zijn voor deze prikkels ofwel technisch niet in staat zijn om de apparaten aan te sturen. Bij deze huishoudens kan eigenlijk geen flexibiliteit ontsloten worden. Aan de andere kant van het spectrum bevinden zich huishoudens waarin de aanstuurbaarheid volledig en geautomatiseerd is om zo effectief mogelijk te reageren op verschillende prikkels. De laatste huishoudens beschikken dan bijvoorbeeld over een HEMS. Er zijn al verschillende HEMS'en op de markt verkrijgbaar, maar er zijn ook nog verschillende barrières voor een grootschalige adoptie. Een voorbeeld van zo'n barrière is de interoperabiliteit tussen apparaten en HEMS'en van verschillende merken.

Er zijn veel studies en pilots gedaan waarin de gedragsverandering van bewoners ten gevolge van prijsprikkels is [18][19][20][21]. De resultaten van de studies lopen echter sterk uiteen, afhankelijk van de gekozen prijsprikkels, vrijwilligheid van deelname en de beschikbare flexibiliteit in de apparaten in de participerende huishoudens. Wel komt steeds terug dat: 1) prijsprikkels wel degelijk een invloed kunnen uitoefenen op het gedrag van huishoudens, 2) dat het automatiseren van de aansturing van apparaten technische mogelijk is en 3) dat het automatiseren van deze aansturing een sterkere reactie op de prijsprikkels veroorzaakt. Deze studies hebben zich echter niet gefocust op de inzet van prijsprikkels in de context van congestiemanagement specifiek. De studie WP3.3A binnen GO-e doet dat wel en laat zien dat een 80%-92% van de ondervraagden bij zou willen dragen aan actief congestiemanagement als ze daarvoor de beschikbare flexibiliteit zouden hebben en dat de meerderheid van die groep een financiële prikkel daarbij het belangrijkste motief vindt [22]. Voor de detail over de studie verwijzen we graag naar de GO-e deliverable van dit werkpakket.

Het is dus erg moeilijk te voorspellen welk deel van de huishoudens in 2030 actief op prijsprikkels vanuit de markt en de netbeheerder zullen reageren en hoe huishoudens dat dan precies zullen doen. Daarom wordt binnen deze studie alleen onderscheid gemaakt tussen huishoudens die niet reageren op deze prikkels (business-as-usual) en huishoudens die dit volledig doen, omdat ze over een HEMS beschikken (volledige aansturing). De verhouding tussen deze huishoudens wordt in scenario's gevarieerd (zie Hoofdstuk 4), net als het deel van de huishoudens met een statisch/dynamisch elektriciteitscontract met de leverancier. De onderverdeling van huishoudens is schematisch weergegeven in Figuur. 9. Dit betreft de simulaties waarin geen aggregator aanwezig is.

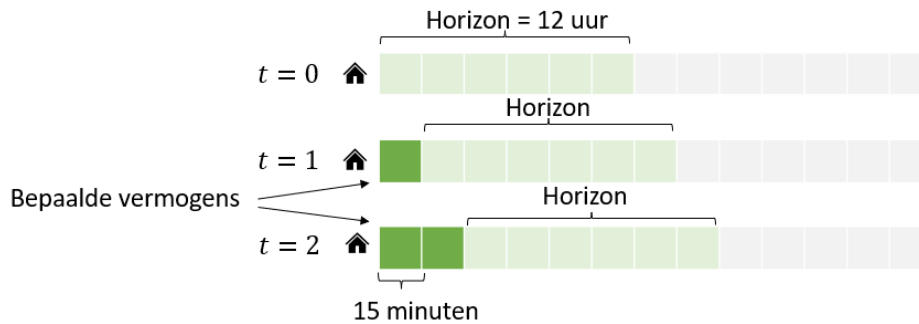
Huishoudens	
Huishoudens met HEMS 	Huishoudens zonder HEMS
Dynamisch contract 	Statisch contract

Figuur 9: Een schematische weergave van de onderverdeling van huishoudens.



### 3.5.2 Implementatie van de HEMS

De HEMS binnen de simulaties voert een moving-horizon optimalisatie uit waarbij deze elke tijdstap van 15 minuten 12 uur vooruitkijkt in de tijd om zo de kosten van het energieverbruik over de 12 uur horizon te minimaliseren. We nemen hier aan dat de HEMS in staat is om alle relevante factoren als het weer, aankomsttijden van EVs, etc. binnen deze horizon te voorspellen zonder fouten. Omdat de horizon op 12 uur gekozen is, heeft de HEMS altijd de benodigde DA-prijzen tot diens beschikking. Figuur 10 illustreert het principe van de moving-horizon optimalisatie.



Figuur 10: Een schematische weergave van een moving-horizon optimalisatie. Elke 15 minuten kijkt de HEMS 12 uur in de tijd vooruit om de vermogens van de apparaten van die tijdstap te bepalen.

Het optimalisatieprobleem dat elke tijdstap wordt opgelost is een Mixed-integer Linear Problem (MILP) dat zowel binaire als continue beslissingsvariabelen bevat. De kostfunctie sommeert de leveringskosten en de netwerkkosten over alle tijdstappen in de 12 uur horizon. De kostencomponent voortkomend uit de energiebelasting wordt dus niet meegenomen. De leveringskosten hangen af van het type contract met de leverancier (statisch/dynamisch) en of er gesaldeerd kan worden. Voor een statisch contract wordt een vaste energieprijis van 0,35 €/kWh verondersteld, een typische waarde in 2023. Gezien de gemiddelde prijs op de DA markt 0,10 €/kWh was in 2023, veronderstellen we voor alle huishoudens met een dynamisch contract een vaste prijs van 0,25 €/kWh plus de kale DA prijs. Binnen deze studie wordt de salderingsregeling verondersteld, waardoor de prijs voor de opwek van energie gelijk gesteld wordt aan de prijs voor afname. Het nettatarief hangt af van het gekozen tariefinstrument, zoals uiteengezet in paragraaf 2.1.

De HEMS moet ook een aantal randvoorwaarden respecteren rondom de technische aansturing van de apparaten en het comfort van de gebruiker, zoals ook kort wordt toegelicht in paragraaf 3.1.



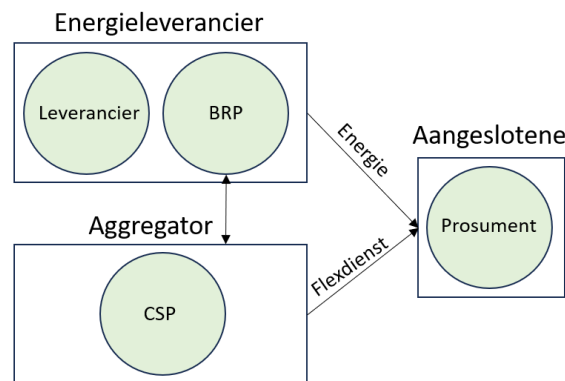


## 3.6 Aggregators

### 3.6.1 De rol en relatie tot andere rollen

De aggregator is een partij die de flexibiliteit van meerdere aansluitingen bundelt en volariseert. In de simulaties kan dat op 3 manieren:

- We nemen aan dat de huizen aangesloten bij een aggregator ook een dynamisch elektriciteitscontract hebben, omdat zij over de HEMS beschikken en openstaan voor een samenwerking met een aggregator. De aggregator probeert voor de aangeslotenen het dynamisch contract zo gunst mogelijk te benutten door de dispatch en de prognoses af te stemmen op de voorspelde DA prijzen.
- Door middel van het aangaan van de contracten voor congestiemanagement zoals gedefinieerd in paragraaf 2.2. Om dit te kunnen, moet de aggregator een Congestion Service Provider zijn.
- Door middel van passieve balanceren, waarin de aggregator afwijkt van diens prognose/E-programma en daar door de TSO voor vergoed/bestraft wordt met de onbalansprijs. Hiervoor dient de aggregator een partijverantwoordelijke (BRP) te zijn, ofwel een afspraak te hebben met een BRP.



Figuur 11: De relaties tussen de verschillende partijen en rollen in de simulatie. De witte rechthoeken zijn de partijen en de groene cirkels stellen de rollen voor. De pijlen vertellen wat de partij levert aan de aangeslotene.

Figuur 11 illustreert het gekozen model voor de aggregator en diens relatie tot de andere relevante rollen. Er wordt aangenomen dat de aggregator alleen een CSP rol aanneemt als een service provider, maar niet zelf een BRP is. De aggregator moet daarom afspraken maken met de BRP van de energieleverancier voor het veroorzaken van onbalans. Merk op dat door de wijze waarop de marktgebaseerde instrumenten gedefinieerd zijn dat de afroep geen onbalans veroorzaakt in het portfolio van de energieleverancier. Tevens wordt net als bij de HEMS'en verondersteld dat de aggregators perfecte informatie hebben over de toekomst (weer, prijzen, etc.). Verder nemen we aan dat de prognose die de aggregator als CSP naar de netbeheerder stuurt in overeenstemming is met het programma van de BRP van de leverancier. Onder deze aannames zal de aggregator alleen onbalans veroorzaken door actief aan passieve balanceren te doen. We nemen aan dat de aggregator daarvoor een deel van de vergoeding/kosten van de BRP van de energieleverancier terugkrijgt.



### 3.6.2 Aggregators in de netwerken

Binnen de simulaties met een aggregator wordt verondersteld dat 75% van de aansluitingen in het netwerk met een HEMS onderdeel zijn van een aggregator. Dit percentage is een oudere waarde uit het onderzoek van WP3.3A dat uitdrukt welk deel van de ondervraagden deel wilde nemen aan congestiemanagement als ze over genoeg flexibiliteit zouden beschikken [22]. We werken binnen deze studie verder niet uit hoe de overeenkomst tussen de aggregator en de aangesloten er verder precies uitziet.

We veronderstellen dat er altijd 2 aggregators in het netwerk aanwezig zijn en dat deze evenveel huishoudens uit het netwerk in het portfolio hebben. Het is in de praktijk mogelijk dat de CSP in werkelijkheid een veel grotere partij is met andere aansluitingen buiten het gesimuleerde netwerk, maar deze aansluitingen worden dus niet beschouwd. Dan kunnen de huishoudens in het netwerk gezien worden als een heel klein deel van de aansluitingen in het grotere portfolio van de aggregators. Er wordt verder aangenomen dat beide aggregators over verschillende capaciteitsbeperkingscontracten en redispatchcontracten beschikken. De gecontracteerde waarden zijn te vinden in Tabel 5. Wel wordt aangenomen dat beide aggregators dezelfde onbalansstrategie hebben, welke nu kort wordt toegelicht.

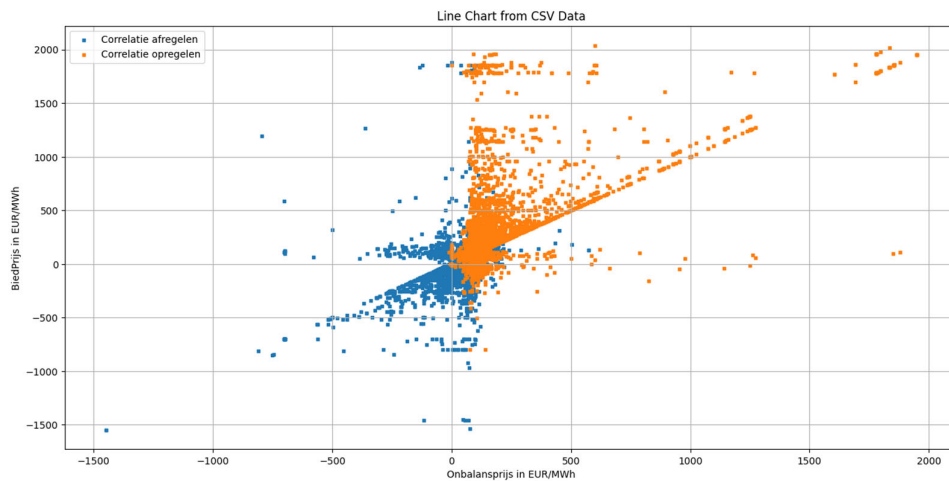
Tabel 5: Overzicht van opgenomen parameters in de contracten.

Parameter	Aggregator 1	Aggregator 2
Vergoeding CBC [€/kW]	0,0025	0,0025
Minimale Capaciteit CBC [kW]	4,0	4,0
Bonus/korting RC [€/kWh]	0,01	0,02

### 3.6.3 Onbalansstrategie

Voor de onbalansstrategie wordt een *greedy* strategie gehanteerd. In deze strategie bepalen de aggregators op elke tijdstap of zij op dat moment onbalans willen veroorzaken o.b.v. de prijsinformatie op dat moment, zonder daarbij de consequenties op latere momenten in tijd in acht te nemen. Hierbij moet worden opgemerkt dat het ook erg moeilijk is om de onbalans een kwartier vooruit te bepalen en dat het daarom ook erg moeilijk is om überhaupt verder te kijken dan alleen het huidige kwartier. De onbalans wordt bepaald op basis van de prognose die de aggregator maakt voor de volgende dag om 12:00. Dit is dezelfde prognose zoals deze wordt gebruikt als baseline voor redispatch.

TenneT publiceert per minuut met 2-3 minuten vertraging de balansdelta's en de hoogste opregel- en laagste afregelprijs binnen die minuut. Voor elk kwartier kijken de aggregators naar de eerste prijsinformatie die voor dat kwartier binnenkomt en ze nemen aan dat deze opregel/afregelprijzen ook de onbalansprijzen worden voor die onbalansverrekeningsperiode. Dit is uiteraard niet noodzakelijk het geval, gezien de onbalansprijs afhangt van de regeltoestanden en de prijzen van alle minuten van dat kwartier. Hoe vaak deze benadering opgaat is ook te zien in Figuur 12, waarin de prijs die de aggregators veronderstellen wordt afgezet tegen de daadwerkelijk onbalansprijs voor die onbalansverrekeningsperiode.



Figuur 12: De onbalansprijzen over 2023 op de horizontale as versus de onbalansprijs zoals wordt verondersteld door de aggregators op de verticale as. De waarden op de y-as zijn gebaseerd op de hoogste opregel- en laagste afregelprijs in de eerste minuut van de onbalansperiode.

Op het moment dat het verschil tussen de veronderstelde onbalansprijs voor opregelen of afregelen met de prijs op de DA markt groter is dan een drempelwaarde besluiten de aggregators om onbalans te veroorzaken. Voor de drempelwaarde is de gemiddelde spreiding tussen de onbalansmarkt en de DA-markt gekozen over 2023. Dit was ongeveer 0,10 €/kWh voor afregelen en opregelen.

### 3.7 De Regionale Netbeheerder

In de simulaties met de capaciteitsbeperkingscontracten en de redispatchcontracten speelt de netbeheerder een actieve rol in het afroepen van deze contracten. Hoe de communicatie tussen de netbeheerder en de andere partijen precies verloopt, is al uiteengezet in paragraaf 2.2. De netbeheerder probeert de contracten af te roepen op zo'n manier dat:

- Op de eerste plaats de congestie in het netwerk zo laag mogelijk is;
- Op de tweede plaats de kosten van de afroep van de contracten zo laag mogelijk zijn;
- Zowel alle technische randvoorwaarden van de apparaten als de randvoorwaarden rond het comfort van de bewoners gerespecteerd worden.

Het optimalisatiemodel dat hiervoor gebruikt is, is sterk gebaseerd op het paper [23]. Zonder de details hier te herhalen, worden er een aantal belangrijke aannames gemaakt in de berekening:

- De netbeheerder activeert de contracten alleen op de momenten dat deze in een congestieberekening ook echt congestie verwachtte. Dat betekent dat de netbeheerder geen contracten afroept om te verwachte rebounds te voorkomen.
- Voor de congestieberekening heeft de netbeheerder een volledig model van het netwerk. In de congestieberekening wordt het netwerk gepresenteerd alsof de belastingen volledige gebalanceerd zijn over de 3 fases. Dit is dus een versimpeling ten opzichte van de uiteindelijke loadflow zoals voor de daadwerkelijk netbelasting bepaald wordt (zie



paragraaf 3.2). Hierdoor ontstaat er mogelijk een verschil tussen de netbelasting die de netbeheerder verwacht en de daadwerkelijke netbelasting op het netwerk.

- Om ervoor te zorgen dat de technische randvoorwaarden van de apparaten en randvoorwaarden rond het comfort van bewoners gerespecteerd worden, wordt aangenomen dat de netbeheerder een goed model van alle assets in de huizen heeft en dat deze op de hoogte is van alle randvoorwaarden rond comfort van de bewoners.
- Ook voor de netbeheerder wordt verondersteld dat deze perfect informatie heeft over de toekomst (weer, marktprijzen, etc.)

Een belangrijk verschil met het genoemde paper is verder dat in deze simulaties de netbeheerder niet gebonden is aan een bepaald budget. We nemen dus aan dat de netbeheerder al het geld beschikbaar maakt voor congestiemanagement dat deze verwacht nodig te hebben om de congestie te minimaliseren.



## 4. Gesimuleerde Scenario's

Het doel van de simulatiestudie is om een goed beeld te krijgen van de effectiviteit van (combinaties van) instrumenten voor congestiemanagement in het elektriciteitssysteem van 2030. Echter, omdat het nog onduidelijk is hoe dat systeem er precies uit komt te zien, zullen een aantal scenario's verkend worden en zal verder noodgedwongen gewerkt worden met historische data.

Het is erg onzeker hoe de aanstuurbaarheid van apparaten en de adoptie van dynamische contracten zich gaat ontwikkelen in de toekomst. Tevens is het waarschijnlijk dat deze factoren van grote invloed zijn op de simulatieresultaten. Daarom is er gekozen om hiervoor 3 scenario's te definiëren, welke zijn weergegeven in Figuur 13.

Het Business as Usual scenario zit dicht op het systeem in 2023, waarin het percentage dynamische contracten toenam tot ongeveer 3% [24]. Zo is het percentage dynamische contracten nog klein, maar verdrievoudigde deze wel in 2023. In het scenario met beperkte aansturing reageert 50% van de huishoudens op prikkels vanuit de markt en de netbeheerder en heeft 25% van de huizen een dynamisch contract. In dit scenario is verondersteld dat de sterke groei van dynamische contracten zich doorzet. Het laatste scenario is een extreem scenario waarin alle huizen zowel een HEMS als een dynamisch contract hebben. In alle drie de scenario's worden simulaties zonder salderingsregeling gedaan, omdat de afbouw van de regeling recentelijk is afgewezen in de eerste kamer. Voor het aantal flexibele apparaten in de netwerken zijn de groei- en spreidingsmodellen van de netbeheerders gebruikt voor het jaar 2030. Deze modellen zijn door de netbeheerders op alle studienetten van GO-e toegepast. Om opwekcongestie en afnamecongestie te bekijken, worden er naar winter- en zomerdagen gekeken. Om de weersdata in overeenkomst te brengen met de gebruikte geanonimiseerde slimme meterdata zijn de simulatiedagen 14-15-16 januari en 11-12-13 augustus in 2020 gekozen. Zoals al genoemd in paragraaf 3.4, zijn voor deze dagen de marktprijzen voor 2023 gebruikt.

Business as Usual 2030	Realistisch 2030: Beperkte aansturing	Extreem 2030: Extreme aansturing
<ul style="list-style-type: none"><li>• 0% huizen een HEMS</li><li>• 0% huizen een dynamisch contract</li><li>• Ingroei flexibele apparaten naar groei- en spreidingsmodellen RNBs 2030</li><li>• Basisbelasting als in 2020</li><li>• Weer als in 2020</li><li>• Marktprijzen als in 2023</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• 50% huizen een HEMS</li><li>• 25% huizen een dynamisch contract</li><li>• Ingroei flexibele apparaten naar groei- en spreidingsmodellen RNBs 2030</li><li>• Basisbelasting als in 2020</li><li>• Weer als in 2020</li><li>• Marktprijzen als in 2023</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• 100% huizen een HEMS</li><li>• 100% huizen een dynamisch contract</li><li>• Ingroei flexibele apparaten naar groei- en spreidingsmodellen RNBs 2030</li><li>• Basisbelasting als in 2020</li><li>• Weer als in 2020</li><li>• Marktprijzen als in 2023</li></ul>

Figuur 13: Overzicht van de 3 scenario's van de aanstuurbaarheid van de apparaten en de energiecontracten in de studie.





## 5. DOTS Energy: een nieuw Simulatieplatform

De informatie in dit hoofdstuk is grotendeels gebaseerd op de inhoud van het paper dat het team geschreven heeft voor de CIRED conferentie [25].

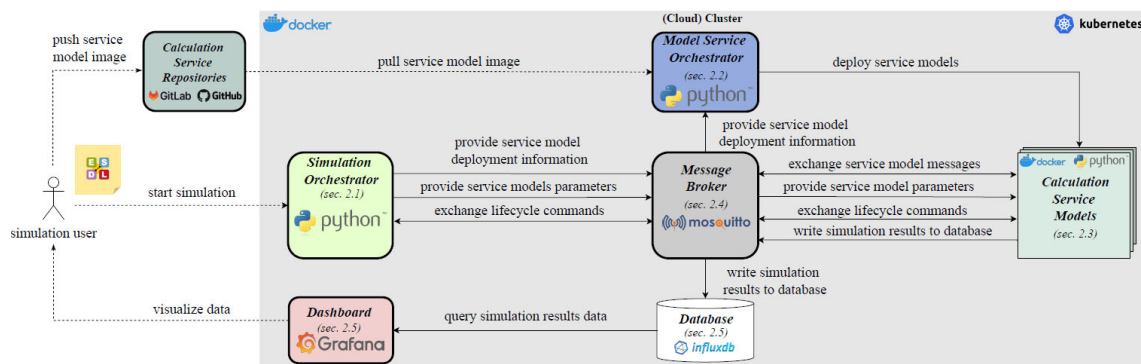
### 5.1 Motivatie

Gegeven de grote hoeveelheid door te rekenen scenario's en de complexiteit van sommige agenten in de simulaties, ontstond binnen GO-e de behoefte aan een nieuw simulatieplatform om zo efficiënt mogelijk simulaties van agent-gebaseerde energiesystemen uit te voeren. Er werd opgemerkt dat reeds bestaand software voor agent-gebaseerde simulaties (bv Mosaik [26] of AnyLogic [27]) niet ontworpen zijn met schaalbaarheid als voornaamste criterium; bijvoorbeeld omdat alle data die de modellen uitwisselen door een centraal punt gaan (een potentiële bottleneck), of omdat de modelleur zelf niet kan bepalen hoeveel rekenkracht hij/zij voor de klus wil vrijmaken.

Om grootschalige simulatiestudies in dit onderzoek te kunnen doen, is DOTS-Energy ontworpen met schaalbaarheid als prioriteit. DOTS staat voor Distributed Orchestrated Time Simulation en is een nieuw open-source simulatieplatform ontwikkeld binnen GO-e door TNO en de TU Eindhoven [28]. Het doel van het platform is om gedefinieerde modellen aan te maken, simulaties te starten, en om de simulaties op een efficiënte manier over de beschikbare rekenkernen te verdelen, bijvoorbeeld op je eigen computer, of in een cloudomgeving. Het is belangrijk om te vermelden dat in DOTS Energy op dit moment niet alle logica voor modellen van allerlei elementen bevat. De implementatie van de modellen dienen zelf door de gebruikers in Python templates te worden ingevuld.

### 5.2 De componenten van DOTS Energy

Figuur 14 geeft een overzicht van de architectuur van het framework. Het energiesysteem wordt in DOTS-energy beschreven met behulp van de Energy-System-Description-Language (ESDL), welke ontwikkeld is door TNO [29]. In principe kan dus elk object uit de ESDL-taal als een agent in de simulatie aangemaakt worden.



Figuur 14: Overzicht van de componenten en onderliggende software van het DOTS energy simulatieplatform [25].



DOTS-energy bestaat los gezegd uit 3 nieuwe stukken software:

- De Simulation Orchestrator (SO) ontvangt een ESDL-bestand met de informatie van het te simuleren energiesysteem van de gebruiker via een FastAPI REST interface en leest deze uit. Deze informatie wordt doorgegeven aan de andere componenten. Verder is de orchestrator verantwoordelijk voor het aankondigen van een nieuwe simulatie tijdstap en wacht deze tot alle modellen hun berekening hebben uitgevoerd.
- De Model Service Orchestrator (MSO) krijgt van de SO te horen welke modellen opgezet moeten worden en op welke locatie de docker images van de code te vinden is. De MSO zet dan de modellen op in een verzameling docker containers op de door de gebruiker aangemaakte Kubernetes rekenclusters.
- Calculation Service Models zijn de modellen die de berekeningen uitvoeren in de simulatie. Elke agent is een calculation service. Bij het aan maken van een nieuwe calculation service kan met behulp van een Calculation Service Generator een Python template worden aangemaakt waarin de modelleur de logica van het model dient te implementeren.

Verder wordt er gebruik gemaakt van de volgende drie componenten:

- Een ‘Mosquitto’ message broker maakt de communicatie mogelijk tussen alle softwarecomponenten op het kubernetes cluster. Dit werkt via een publish-subscribe mechanisme. Zo is de MSO geabonneerd op de SO, zodat deze instructies kan verkrijgen en zo worden o.b.v. de ESDL de juiste communicatiekanalen opgezet tussen de verschillende calculation services.
- ‘Influxdb’ tijdseries database waar alle tijdreeks resultaten in worden opgeslagen.
- ‘Grafana’ dashboards waarmee de resultaten gevisualiseerd kunnen worden





## 6. Resultaten

De resultaten van de hiervoor toegelichte simulatiestudies kunnen in vele vormen worden gestructureerd. In dit hoofdstuk worden de verschillende resultaten toegelicht aan de hand van de hoofdbevindingen volgend uit de simulatieresultaten.

### 6.1 Het veranderende congestiebeeld voor 2030

Zoals in Hoofdstuk 4 van dit rapport al is toegelicht, is het nog onduidelijk hoe het elektriciteitssysteem van 2030 er precies uit komt te zien. Deze paragraaf zal daarom een inzicht geven in de impact van de verschillende simulatie scenario's (Business as Usual, Realistisch en Extreem) voor de door netbeheerders verwachte groei- en spreiding van flexibele apparaten voor het jaar 2030. De hoofdbevinding voor deze analyse kan als volgt worden verwoord:



De groei van aanstuurbaarheid van flexibele apparaten en de toename van het aantal huishoudens met een dynamische elektriciteitscontract kan piekbelasting verminderen, maar bij hoge adoptie zal dit congestie juist verergeren.

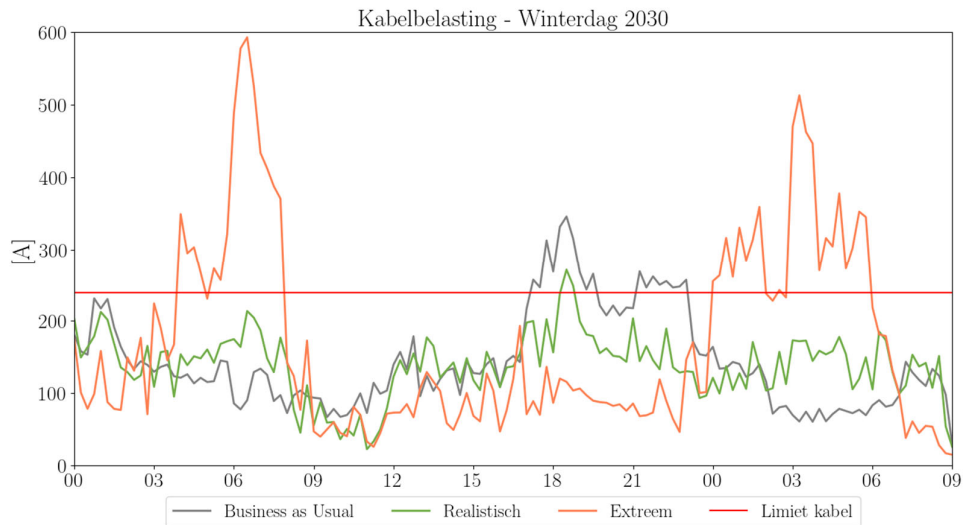
Deze bevinding kan het best worden toegelicht aan de hand van de kabelbelasting in een van de gesimuleerde netwerken, zoals te zien is voor de winter in Figuur 15 en de zomer in Figuur 16. In de winter zien we voor dit Business as Usual scenario, in lijn met het huidige beeld voor congestieproblemen, een avondpiek die iets voor 18:00 uur opkomt met pieken die aanhouden tot iets voor middernacht. Wanneer er meer aanstuurbaarheid en dynamische elektriciteitscontracten worden toegevoegd zien we, in het realistisch scenario dat er nog een kleine piek overblijft net na 18:00 uur, maar dat het elektriciteitsverbruik en de piekbelastingen verder gelijkmatiger over de dag verspreid worden. Een toename aan aanstuurbaarheid en dynamische elektriciteitscontracten zorgen hier dus voor een efficiënter gebruik van het netwerk, en een vermindering van de congestieproblemen. Echter wanneer er gekeken wordt naar het extreem scenario waarin iedere aansluiting aanstuurbaar is met een dynamisch elektriciteitscontract is te zien dat de momenten van de congestie niet alleen verschuiven, wat kan worden verklaard door de relatief lage energieprijzen op die momenten, maar ook dat er de piekbelasting in het netwerk toeneemt. Een deel van het verbruik door de dag heen wordt dus verschoven naar de momenten waarop het voordelig is om dit te gebruiken, waardoor er gelijktijdigheid optreedt en er meer congestieproblemen worden veroorzaakt.

Dit beeld geldt niet enkel voor het netwerk waar de kabelbelasting voor geplot is, maar kan ook worden gevisualiseerd voor alle netwerken binnen deze simulatiestudie. Figuur 17 geeft in boxplots de totale overbelasting van de kabel en het percentage van overbelaste kabels weer in de netwerken binnen de simulatiestudie, waar de hiervoor toegelichte trend ook te zien is.

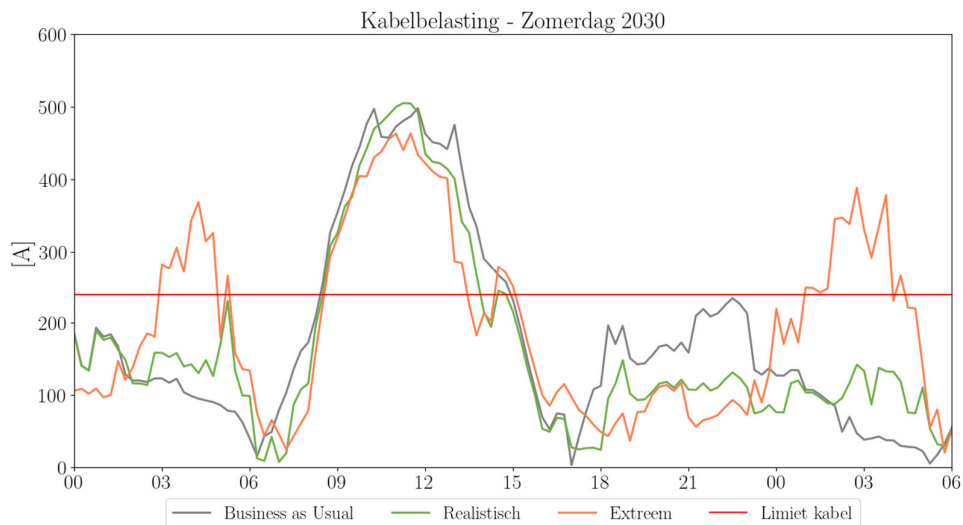
Wanneer gekeken wordt naar de zomer is er een vergelijkbaar beeld te zien, waarbij er hogere pieken worden veroorzaakt op de momenten waarop synchronisatie door volledige aanstuurbaarheid optreedt. Echter is ook te zien dat in de zomer het grootste congestieprobleem veroorzaakt wordt door de opwek van zonne-energie door de PV-systemen, iets wat in de drie



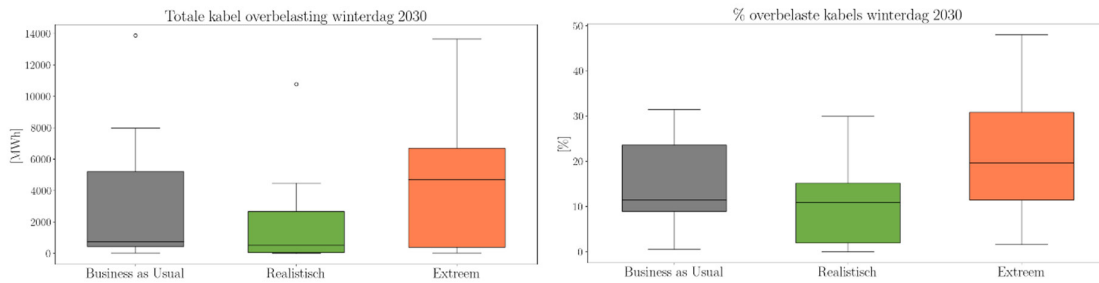
scenario's tot een vergelijkbare piekbelasting leidt. Wel is te zien dat het toevoegen van aanstuurbaarheid op sommige momenten de piekbelasting door PV opwek iets verminderd, omdat hier op gestuurd kan worden. Ook voor de zomer geldt dat dit beeld niet enkel te zien is voor het netwerk waar de kabelbelasting voor geplot is. Figuur 18 geeft in boxplots de totale kabel overbelasting en het percentage van overbelaste kabels weer in de netwerken binnen de simulatiestudie, waar de hiervoor toegelichte trend ook geldt.



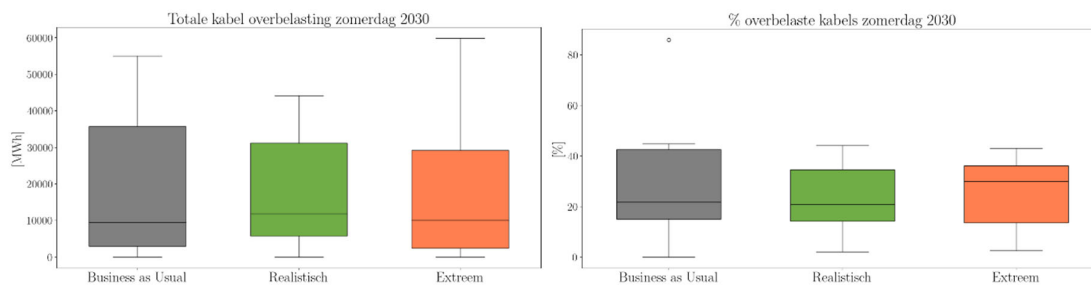
Figuur 15 Voorbeeld van de kabelbelasting in een van de gesimuleerde netwerken voor de drie scenario's in de winter zonder de toepassing van instrumenten.



Figuur 16 Voorbeeld van de kabelbelasting in een van de gesimuleerde netwerken voor de drie scenario's in de zomer zonder de toepassing van instrumenten.

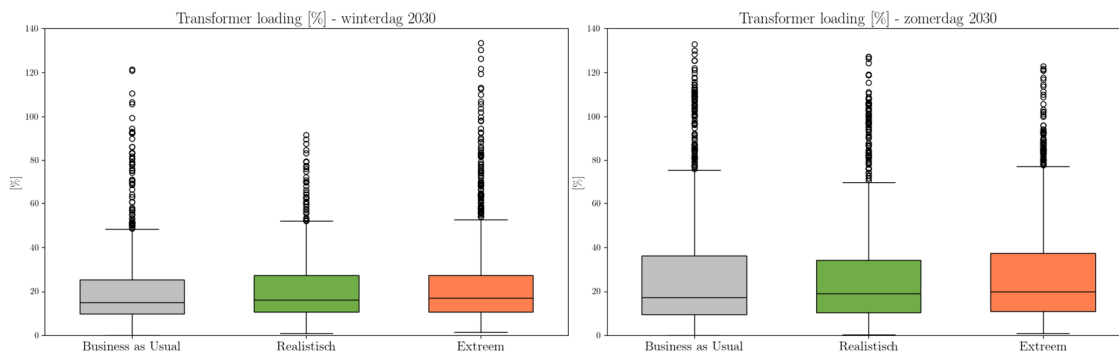


Figuur 17 Boxplots van de totale kabel overbelasting in de netwerken (links) en het percentage van overbelaste kabels in de respectievelijke netwerken (rechts) binnen de simulatiestudie voor het 2030 winter scenario.



Figuur 18 Boxplots van de totale kabel overbelasting in de netwerken (links) en het percentage van overbelaste kabels in de respectievelijke netwerken (rechts) binnen de simulatiestudie voor het 2030 zomer scenario.

Er kan worden opgemerkt dat de hiervoor toegelichte analyse zich enkel richtte op de overbelasting van de kabels in het netwerk. De reden hiervoor is dat hoewel overbelasting van de transformator in sommige van de geanalyseerde netwerken wel voorkwam, over het algemeen de kabels juist de componenten in de netwerken zijn waar de meeste en structurele overbelasting optreedt. Zoals gevisualiseerd voor zowel de winter als de zomer in Figuur 19, is te zien dat hoewel er af en toe outliers in de transformator belasting zijn waarbij de capaciteit van de transformator wordt overschreden, de transformatoren van de netwerken binnen deze studie in veel gevallen niet structureel worden overbelast.



Figuur 19 Boxplot van het percentage belasting van de transformator in de netwerken binnen de simulatiestudie voor het 2030 winter (links) en zomer (rechts) scenario.



## 6.2 De impact van tariefinstrumenten

Nu er een beeld is bij de verwachte congestieproblemen in de verschillende scenario's voor 2030, is het belangrijk om te zien hoe de verschillende instrumenten voor congestiemanagement in staat zijn om deze problemen te verhelpen. Deze paragraaf zal daarom inzicht geven in de impact van de verschillende tariefinstrumenten uit paragraaf 2.1 op de hiervoor toegelichte congestieproblemen. De hoofdbevindingen voor deze analyse kan als volgt worden verwoord:



De robuustheid van tariefinstrumenten voor synchronisatie (met marktprijzen) is essentieel voor de invloed op congestie.

Ook deze bevinding kan initieel het best worden toegelicht aan de hand van de kabelbelasting in een van de gesimuleerde netwerken. In Figuur 20 en Figuur 21 is de impact op de kabelbelasting in een van de gesimuleerde netwerken voor de drie tariefinstrumenten en het bijbehorende DA prijs profiel op een van de winter simulatiedagen in het realistisch en extreem scenario voor 2030 geplot. In deze figuren is het effect van de verschillende nettariefopties op de kabeloverbelasting en de invloed van de leidende marktprijs duidelijk te zien.

Ook bij de toepassing van de verschillende nettarieven blijkt de marktprijs namelijk een belangrijkere rol te krijgen wanneer er een groei is aan aanstuurbaarheid en dynamische elektriciteitscontracten. Wanneer gekeken wordt naar de prijsschommelingen op de DA markt tijdens de betreffende simulatie dag, valt op dat de relatief lage prijzen op de elektriciteitsmarkt niet samenvallen met de momenten waar het huidige congestiebeeld optreedt (met name tijdens de ochtend- en avondpieken waar ook de zones voor de verschillende tariefoplossingen op zijn gebaseerd), maar vooral in de nacht voor komen.

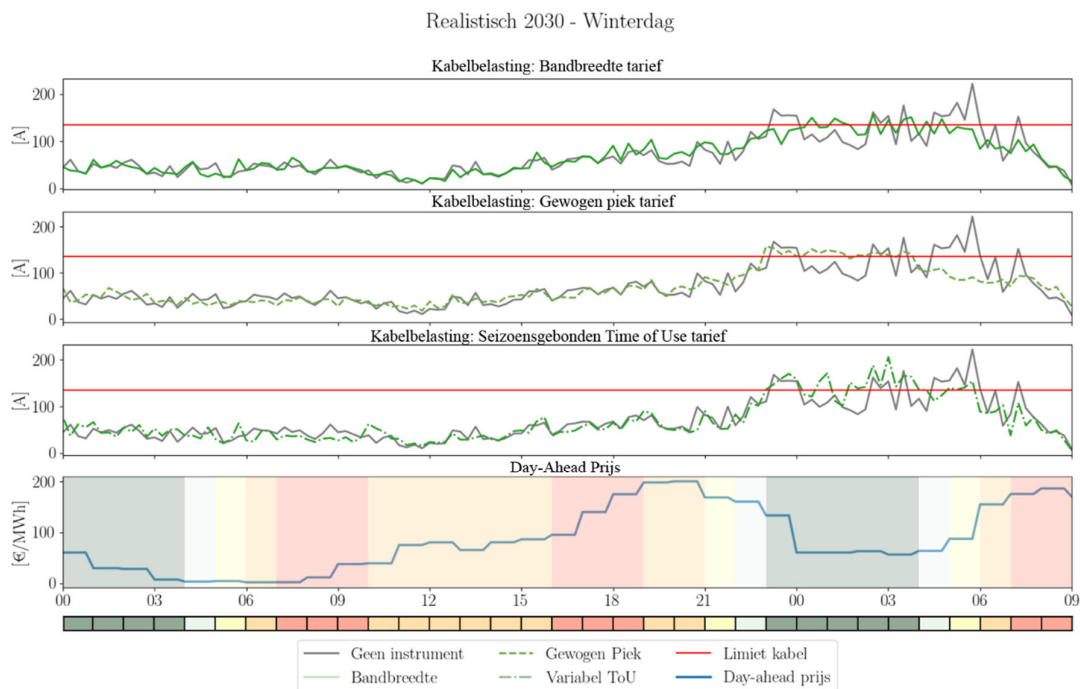
Zowel voor het seizoensgebonden Time of Use tarief als het gewogen piektarief, treden deze relatief lage prijzen ook op in de groene zones, waar het op basis van het huidige congestiebeeld voor het sToU tarief het goedkoopst is om het netwerk te gebruiken, en voor het gewogen piektarief de wegingsfactor het laagst is. Wanneer er een directe link is tussen de uiteindelijke totale kosten van een aansluiting en de combinatie van het nettariefoptie en de marktprijs, zoals bij het seizoensgebonden Time of Use tarief het geval is, kan een dergelijke samenloop voor synchronisatie en op die manier ook tot extra congestieproblemen leiden. Afhankelijk van de mate van aanstuurbaarheid en adoptie van dynamische elektriciteitscontracten kan dit effect een sterkere invloed hebben op de netcongestie wanneer deze synchronisatie optreedt.

Een vergelijkbare situatie doet zich voor bij het bandbreedte tarief, echter variëren de kosten hier niet afhankelijk van het tijdstip waarop de capaciteitsbandbreedte wordt overschreden maar wordt er een vast bedrag per kWh overschrijding aangehouden. In de context van groeiende aanstuurbaarheid en dynamische contracten zal het dan dus ook aantrekkelijker worden om vereiste overschrijdingen, bijvoorbeeld voor het opladen van elektrische auto's op een hoger vermogen, te schuiven naar momenten waarop de marktprijs relatief laag is. Ook hier zal dus synchronisatie met de marktprijs kunnen optreden.

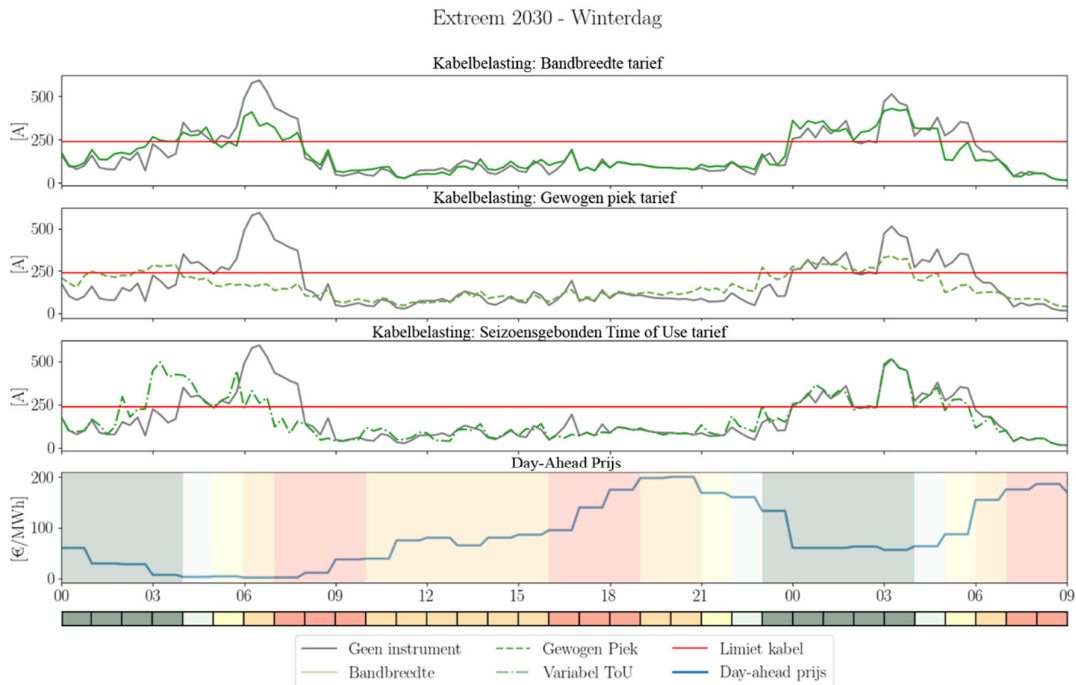


Zoals hiervoor al aangegeven is er ook voor het gewogen piektarief een overlap van de groene zones en de relatief goedkope marktprijzen, en is er ook een lichte synchronisatie te zien. Echter blijft de (over)belasting die veroorzaakt wordt door deze gelijktijdigheid beperkt ten opzichte van de referentie scenario's en de andere nettarieft opties. Dit kan worden verklaard omdat ondanks de overlap van de groene zones en de relatief lage prijzen, een hoge piek (afhankelijk van de grootte) nog steeds kan leiden tot de hoogst gewogen piek, en dus een grote impact heeft op de totale kosten. In deze context blijkt dat piekverbruik bij lage prijzen niet altijd gunstig is voor de totale kosten, en dit voor deze tariefoptie beperkt wordt wat tot een robuuster resultaat op de overbelasting zorgt.

Het samenvallen van lage marktprijzen en nettarieven kan dus leiden tot extra gelijktijdigheid, wat een uitdaging vormt voor effectief congestiemanagement. Deze synchronisatie kan de effectiviteit van tariefinstrumenten beperken, vooral als deze instrumenten niet robuust zijn ten opzichte van dynamische energiemarkten. Het is van cruciaal belang om de instrumenten voortdurend af te stemmen op actuele congestiebeelden om synchronisatie effecten te voorkomen. De frequentie voor het afstemmen van deze tarieven op het actuele congestiebeeld zal afhankelijk zijn van de voorspelbaarheid van de congestieproblemen.



Figuur 20 Voorbeeld van de kabelbelasting in een van de gesimuleerde netwerken voor de drie tariefinstrumenten en het bijbehorende Day-Ahead prijs profiel op een van de winter simulatiedagen in het realistisch scenario voor 2030 geplot met de kleurzones voor het gewogen piektarief en seizoensgebonden Time of Use tarief.



Figuur 21 Voorbeeld van de kabelbelasting in een van de gesimuleerde netwerken voor de drie tariefinstrumenten en het bijbehorende Day-Ahead prijs profiel op een van de winter simulatiedagen in het extreem scenario voor 2030 geplot met de kleurzones voor het gewogen piektarief en seizoensgebonden Time of Use tarief.

Dit beeld geldt niet enkel voor het netwerk waar de kabelbelasting voor geplot is, maar kan ook worden gevisualiseerd voor alle netwerken binnen deze simulatiestudie. Voor alle gesimuleerde netwerken waar congestieproblemen optraden, is geanalyseerd wat de relatieve impact van de tariefinstrumenten was op de totale overbelasting in het netwerk. De hoofdbevindingen voor deze analyse kan als volgt worden verwoord:

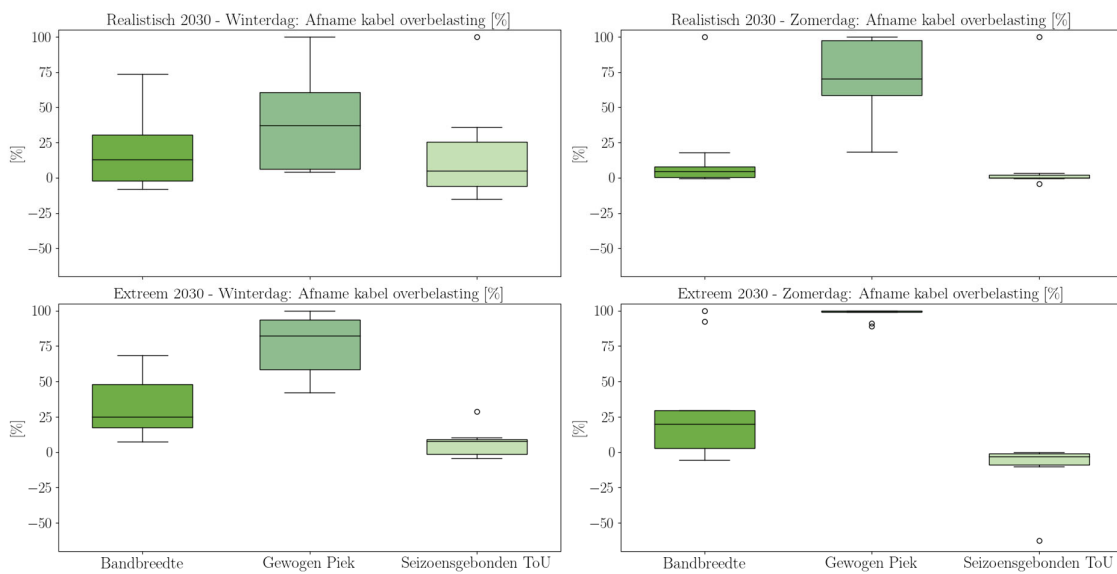


Van de getoetste tariefinstrumenten lijkt het gewogen piektarief het meest effectief in het reduceren van congestie in de bestudeerde netwerken.

Figuur 22 geeft in boxplots de procentuele afname van kabelbelasting voor de verschillende tariefinstrumenten weer in de netwerken binnen de simulatiestudie voor de verschillende simulatiescenario's. Er kan worden gesteld dat congestie niet altijd volledig kan worden verholpen met de inzet van de geïmplementeerde tariefinstrumenten. Het gewogen piektarief bleek over het algemeen het meest effectief te zijn in het verminderen van congestie, dit kan vooral worden teruggeleid naar de eerder benoemde robuustheid tegenover marktprijsynchronisatie en de koppeling tussen een tijdsgereven en vermogensgereven prikkel.



Ook het seizoensgebonden Time of Use tarief en het bandbreedte tarief kunnen in veel gevallen de congestie verminderen, hoewel deze afname gemiddeld wel kleiner is in vergelijking met het gewogen piektarief. Verder kan er ook worden gezien dat zowel het seizoensgebonden Time of Use tarief als het bandbreedte tarief in sommige gevallen zorgt voor een negatieve afname van de kabel overbelasting. Door de eerder benoemde effecten van synchronisatie op de marktprijs kan er dus ook meer congestie optreden. Dit benadrukt nogmaals het belang van het ontwerp van tariefinstrumenten en de afstemming op actuele congestiebeelden en marktsituaties.



Figuur 22 Boxplots van de procentuele afname van de kabeloverbelasting in de netwerken binnen de simulatiestudie voor het de verschillende tariefinstrumenten en simulatie scenario's.



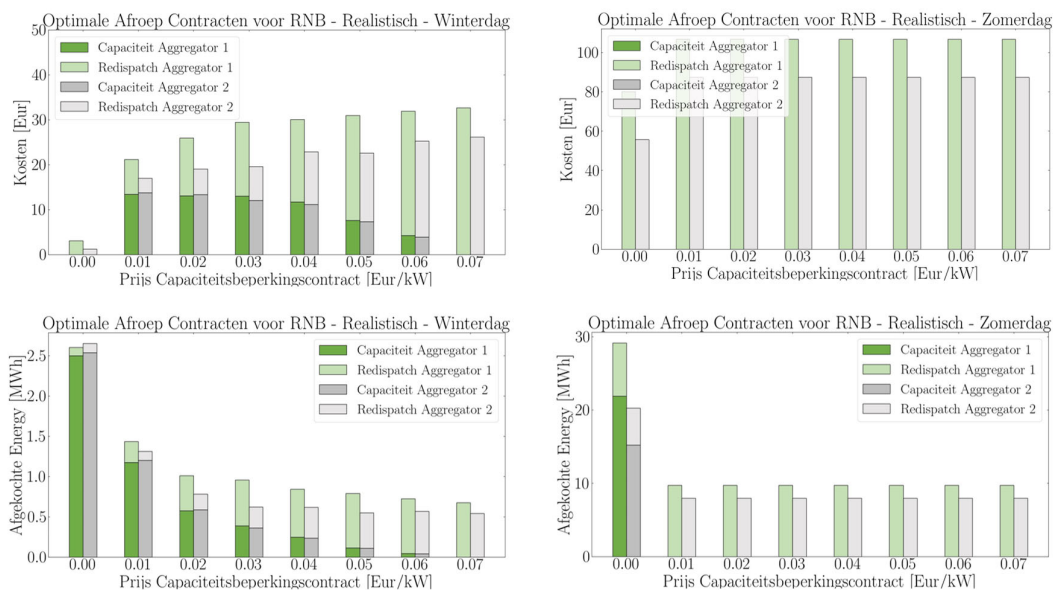
### 6.3 Combineren van Capaciteitsbeperkingscontracten en Redispatchcontracten

Er zijn verschillende simulaties gedaan waarin geen tarieven zijn toegevoegd, maar waar de netbeheerder alleen de twee marktgebaseerde contracten zo kosteneffectief probeerde in te zetten. De hoofdbevinding van deze simulaties is de volgende:



Het combineren van capaciteitbeperkingscontracten en redispatchcontracten kan met name in de winter leiden tot meer kosteneffectief congestiemanagement.

In Figuur 23 is voor een netwerk voor de zomer en de winter de beloning per kW voor de afroep van capaciteitsbeperkingscontracten gevarieerd en is weergegeven wat daarvan het effect was op de gemaakte kosten en afgeroepen volumes bij een kostenoptimale afroep per contractvorm en aggregator. We merken op dat een afgeroepen volume voor redispatch een direct afname/toename is van het geconsumeerde/geproduceerde vermogen, terwijl voor de capaciteitsbeperking dit de energie is waarmee de capaciteit beperkt is gedurende de simulatie. De laatste laat zich dus niet direct vertalen naar de afname van de overbelasting.



Figuur 23: De Gemaakte kosten en de hoeveelheid afgekochte energie voor de netbeheerder ten gevolge van een kostenoptimale inzet van de capaciteitsbeperkingscontracten en redispatchcontracten afgezet tegen de opgenomen compensatie van het capaciteitsbeperkingscontract. De afgekochte energie voor het capaciteitsbeperkingscontract verwijst hier naar de het vermogen maal de tijdstapgroote van de simulatie waarmee de aansluitingscapaciteit is afgekocht. Het figuur presenteert de resultaten voor het “Realistische scenario” voor de aanstuurbaarheid voor zowel de winter en de zomer.





We zien grote verschillen tussen de winter en de zomer. Niet alleen was er in de zomer veel meer (opwek) congestie, maar blijkt dat alleen bij een gratis inzet van CBCs een afroep van dit contract plaats te vinden. Er wordt verder volledig gefocust op redispatch. Hier spelen drie effecten. Allereerst opereerden de huizen tijdens de zomer erg ver van de fysieke capaciteit van de aansluiting; de fysieke aansluitingscapaciteit was ongeveer 17kVA en het hoogste vermogen waarmee teruggevoed werd, was 7,4kVA, maar het gemiddelde was ongeveer op de helft. Doordat bij een CBC in deze studie betaald wordt per afregelde eenheid capaciteit, is afregelen dus relatief duur. Het tweede effect is dat in de zomer de marktprijzen erg laag waren en dat er ook een kleine spread betaald hoefde te worden op GOPACS door de netbeheerder. Het is binnen deze studie niet onderzocht, maar het is aannemelijk dat dit een typische situatie is in de zomer, omdat de CSP voor het afregelen van zonnepanelen energie dient te kopen en marktpartijen deze energie waarschijnlijk voor een lage prijs zullen verkopen, omdat de DA prijs ook laag ligt. Tenslotte speelt ook de afgesproken minimale capaciteit van 4,0kVA een rol, omdat het netwerk met uitzondering van 1 huis zonnepanelen bevatte. Met een invoeding van 4.0kVA per huis, was er nog steeds sprake van congestie en moest zelfs bij gratis CBC afroep redispatch worden afgeroepen.

In de winter is de situatie anders. Er is nu slechts sprake van afnamecongestie en we zien dat over een groter bereik van vergoedingen in het CBC een mix van de twee instrumenten wordt ingezet. Zoals verwacht wordt het aandeel CBC afroep kleiner naarmate de kosten daarvan toenemen. In tegenstelling tot het zomerscenario wordt een groot deel van de congestie door EVs veroorzaakt en doordat deze een hoog laadvermogen hebben, opereren de huizen met een EV dicht tegen de fysieke capaciteit. Dit maakt de inzet van CBCs voordeliger. Tevens lagen nu de prijzen voor redispatch hoger, doordat er een grotere spread was tussen de biedingen van de CSP en die van de andere marktpartijen op het platform, zie ook Figuur 8. Er bleek voor dit realistische scenario echter dat de congestie in zowel de zomer- als het winterscenario niet volledig weg te regelen viel. In de volgende paragraaf duiken we dieper in de effectiviteit van de contracten in combinatie met de tarieven.



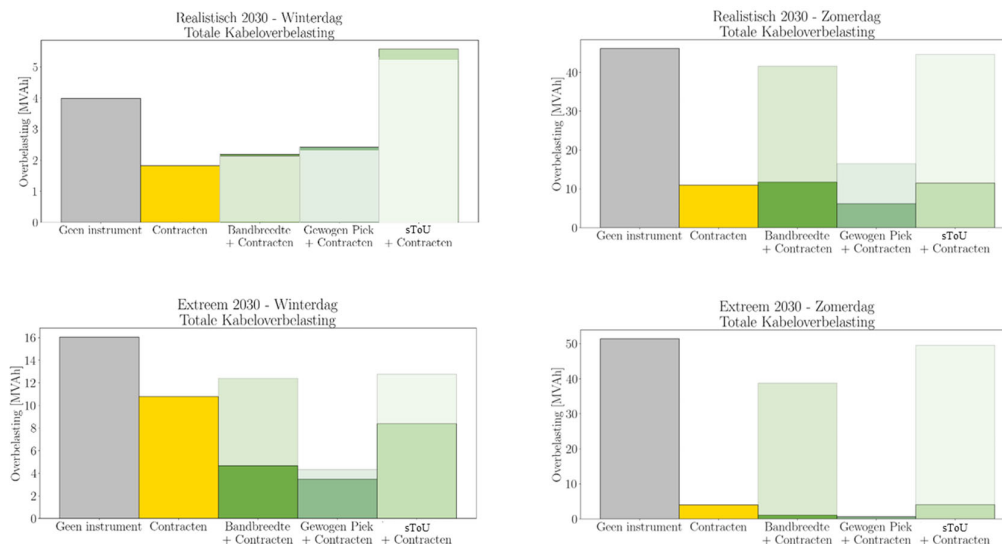
## 6.4 Combineren van Tarieven en Contracten

In de praktijk kunnen nettarieven en marktgebaseerde instrumenten ook samen toegepast worden. De simulaties waarin deze combinaties onderzocht zijn, heeft tot de volgende hoofdbevinding geleid:



Het gecombineerd inzetten van tarieven en contracten bij hoge aanstuurbaarheid/flexibiliteit kan rebound- en synchronisatie-effecten verkleinen.

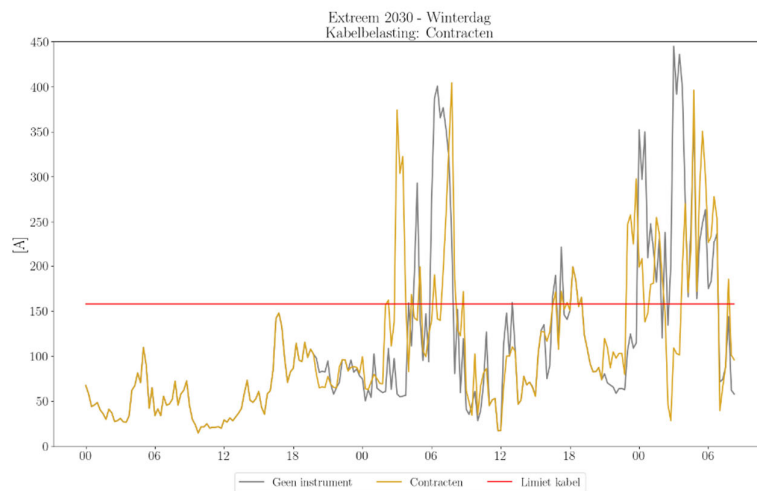
Figuur 24 presenteert voor één van de netwerken de resultaten voor de situaties dat er geen instrument werd ingezet, alleen de contracten werden ingezet en dat de contracten werden gecombineerd met de tarieven. We zien in overeenkomst met de vorige paragraaf dat voor de zomerscenario's een heel groot deel van de congestie kon worden afgevangen met de contracten en dat gebeurt door middel van redispatch. Bij nadere inspectie blijkt dat de opwekcongestie daarmee is opgelost en alleen nog een deel van de afnamecongestie rond het begin van de avond overblijft. Het toepassen van redispatch bovenop op de tarieven blijkt het grootste deel van de congestie weg te nemen en de combinatie van redispatch en het gewogen piektarief leidt tot de laagste totale congestie. We zien ook dat in het extreme aansturingsscenario met de contracten een groter deel van de congestie kon worden weggenomen. Dat is omdat bij een groter deel van de huishoudens redispatch kan worden toegepast.



Figuur 24: Overzicht van de totale kabelbelasting in een van de netwerken na de implementatie van combinaties van tarieven en contracten in het realistische en extreme aanstuurbaarheidsscenario voor 2030 voor een winterdag en een zaterdag. Bij de tarieven geeft de lichte kleur de situatie aan waarin alleen het tarief zelf is toegepast. De felle kleur geeft de overbelasting aan die nog over is na het inzetten van zowel het tarief als de contracten.



De situatie ligt wederom anders in de winter. Daar zien we dat er na de inzet van alleen de contracten nog minstens de helft van de congestie overblijft. Dat is vooral duidelijk te zien in het extreme aansturingsscenario. Om dit beter te begrijpen laat Figuur 25 de belasting op de hoofdkabel zien voor dit scenario. We zien dat na de inzet van de contracten nieuwe pieken voor/na het originele congestiemoment ontstaan. Dit speelde niet in de zomer, omdat bij het afregelen van zonnepanelen geen reboundeffect ontstaat. De netbeheerder in de simulaties roept alleen contracten af op de momenten dat day-ahead congestie wordt verwacht. Dat betekent dat er op de andere momenten verder geen prikkel is om de belasting nog uit te smeren. Dit resulteert in hoge rebounds en een hoge totale overbelasting van de kabel. Voor dit scenario verandert de situatie aanzienlijk als de contracten gecombineerd worden met de tarieven. De tarieven geven namelijk een extra prikkel om de rebounds ten gevolge van de afroep van de contracten af te vlakken. Tegelijkertijd worden de contracten ingezet om de congestie die verwacht worden ten gevolge van synchronisatie door het tarief en marktprijzen tegen te gaan. De twee instrumenten versterken elkaar dus in dit scenario.



Figuur 25: De kabelbelasting op één van de netwerken in het extreme aansturingsscenario voor een winterdag voor de situatie dat geen instrumenten zijn ingezet en de situatie dat capaciteitsbeperkingscontracten en redispatchcontracten zijn ingezet door de netbeheerder.

In het realistische winterscenario voor 2030 zien we echter een ander resultaat. Daar zien we dat het combineren van een tarief en de contracten minder goed werkt dan het toepassen van de contracten alleen. Ook zien we dat een toevoeging van het contract boven op een tarief de situatie niet verbetert, maar zelfs licht verergert. De reden hiervoor is dat er voor deze casus maar weinig flexibiliteit in de portfolio's van de aggregators zit. Het grootste deel van de congestie wordt hier veroorzaakt door de EVs, maar slechts een relatief klein deel van de EVs zit in het portfolio van één van de aggregators. Het gevolg is dat de veroorzaakte rebounds van de contracten niet een paar uur vooruit/achteruit geschoven konden worden naar een moment met lage nettarieven. Ook het gewogen piektarief werkt hier niet goed, omdat op de eerste dag van de simulatie noodgedwongen al hoge pieken zijn gemaakt, zonder dat de aggregators daar iets aan konden doen. De voordelen van een combinatie van de tarieven en contracten is dus het sterkst als er veel flexibiliteit in de portfolio's van de CSP zit.



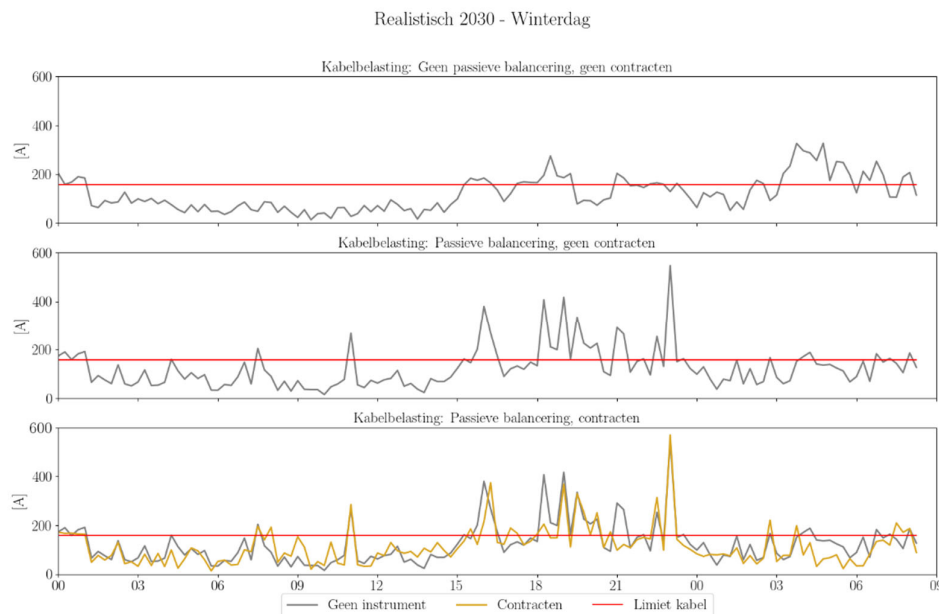
## 6.5 Instrumenten en Passieve Balancering

Gezien flexibiliteit waarde kan hebben voor verschillende toepassingen in het elektriciteitssysteem is het niet vanzelfsprekend dat de flexibiliteit in de gebouwde omgeving ook volledig zal worden ingezet voor congestiemanagement. Daarom is binnen dit onderzoek ook kort gekeken naar de situatie dat de aggregators de flexibele apparaten inzetten voor passieve balancering, zodat zij beloond/gestraft worden als zij afwijken van hun prognose en zo de systeemonbalans helpen/verergeren. Op basis van deze studie is de volgende conclusie getrokken:



Als aggregators op grote schaal passief gaan balanceren, verandert het congestiebeeld en de beschouwde instrumenten binnen dit onderzoek kunnen deze congestie niet voorkomen.

De balanceringsstrategie van de aggregators is uiteengezet in paragraaf 3.6. In deze strategie besluiten de aggregators om op basis van de eerste onbalansinformatie voor het aankomende kwartier of ze onbalans willen veroorzaken ten opzichte van de prognose die zij om 12:00 uur (D-1) hebben opgesteld. Dat betekent dat zij in minder dan 15 minuten voor real-time besluiten of ze dat kwartier aan passieve balancering willen doen. Ze baseren deze beslissing op de hoogste prijs voor opregelen, of laagste prijs van afregelen en de regeltoestand voor de eerste minuut voor het komende kwartier. Als maar 1 van de prijzen gemeld (regeltoestand +1 of -1) is en als de prijs een grote afstand heeft tot de DA prijs voor dat kwartier zetten de aggregators in op het veroorzaken van onbalans in het portfolio.



Figuur 26: De kabelbelasting in een netwerk op een winterdag met het realistische aanstuurbaarheidsscenario voor 2030. Situaties met/zonder passieve balancering en met/zonder de inzet van de marktgebaseerde contracten worden weergegeven.



Figuur 26 laat de belasting op de hoofdkabel zien op een winterdag in het realistische aanstuurbaarheidsscenario voor een netwerk met vrijstaande huizen, waarbij de aggregators wel of niet passief balanceren. In deze simulatie zitten 23 van de 62 huizen bij een aggregator en zijn aan deze huizen ook thuisbatterijen gekoppeld. De inzet van thuisbatterijen voor passieve onbalans is een use-case die in de praktijk al rendabel kan zijn en is daarom hier bekeken. We zien in de tweede plot dat op het moment dat de aggregators toegang hebben tot de onbalansmarkt dat op momenten dat deze besluiten te handelen korte pieken ontstaan in de belasting, waardoor de kabel tijdelijk significant overbelast raakt. Deze pieken zijn typisch maar een kwartier breed, dus dat beperkt de warmteontwikkeling in de netcomponenten wel.

De onderste grafiek in Figuur 26 toont de belasting op de kabel als de netbeheerder de CBCs en RCs inzet, maar het is te zien dat dit weinig effect heeft. De reden is dat de netbeheerder op basis van de prognoses vanuit de aggregators niet day-ahead de pieken ten gevolge van passieve balancering heeft aan zien komen, omdat deze pas dichtbij real-time bepaald zijn. Wel zien we dat bijvoorbeeld rond 18:30 en 21:00 een aantal pieken zijn afgeregeld. Dit komt doordat de netbeheerder op basis van de verwachte DA prijzen hier congestie verwachtte en dat door de afgeroepen flexibiliteit de aggregators real-time geen passieve balancering meer konden doen. Toevallig gebeurde dat op het moment dat het voor de aggregator ook aantrekkelijk was om passief te balanceren. Dit is echter toeval geweest en over het algemeen zijn de contracten die day-ahead worden afgeroepen dus niet geschikt om congestie ten gevolge van passieve balancering op te lossen.

Voor de tarieven uit paragraaf 2.1 hoeven de pieken niet te worden voorspeld. De marges op de onbalansmarkt kunnen echter erg groot zijn, waardoor de tarieven gedimensioneerd op fluctuaties in DA prijzen niet in staat bleken de pieken ten gevolge van passieve balancering te drukken. Voor het gewogen piektarief leek het op het eerste gezicht wel te werken, maar dat komt doordat de hoogste piek over de simulatieduur van 3 dagen genomen wordt binnen deze studie. Als bijvoorbeeld de hoogste piek over de maand belast zou worden, kunnen er ook veel meer opbrengsten gemaakt worden binnen die periode met passieve balancering, en liggen naar verwachting deze opbrengsten weer hoger dan de prikkel vanuit het tarief. Uiteraard is dit ook sterk afhankelijk van de gekozen onbalansstrategie. In dit onderzoek is hier echter niet in detail naar gekeken en dit kan dus een onderwerp zijn voor vervolgonderzoek.





## 7. Discussie en blik op de Toekomst: Opening of Eindspel?

Deze studie laat zien dat de instrumenten voor congestiemanagement die nu nieuw ingevoerd of in ontwikkeling zijn op de korte termijn verlichting kunnen brengen in Nederlandse distributienetten. Echter, niet in alle gevallen en er zijn indicaties dat de effectiviteit zal afnemen als de energie transitie zich verder ontvouwt.

Niet in alle gevallen was het dus mogelijk om congestie volledig weg te regelen en dat had verschillende redenen, die in drie hoofdredenen uiteen vallen. Ten eerste zijn er de gevallen waarin er niet genoeg flexibiliteit in het netwerk was om de congestie op te lossen. In deze netten is netverzwaring onvermijdelijk. In de tweede categorie waren de instrumenten niet effectief om de ontstane congestie op te lossen doordat er rebounds ontstonden. In de derde categorie werd het effect van de instrumenten teniet gedaan door marktpartijen die op grote schaal flexibiliteit inzetten voor passieve balancerings. Dit geeft een eerste hint dat de instrumenten uit dit rapport niet efficiënt, of zelfs ineffectief kunnen zijn in congestiesituaties die in het elektriciteitssysteem van de toekomst kunnen ontstaan. In dit hoofdstuk reflecteren we op dat energiesysteem van de toekomst met nieuwe instrumenten voor congestiemanagement.

Er moet dus worden nagedacht over hoe de congestieproblematiek in de distributienetten op de middellange termijn het hoofd te bieden. In deze discussie kijken we verder dan de conclusies die rechtstreeks uit de studie komen om tot een oplossingsrichting voor de middellange termijn te komen.

### 7.1 Trends

Een aantal zichtbare trends in het elektriciteitssysteem zijn hierbij belangrijk:

1. Een groeiend deel van het te transporteren vermogen wordt steeds dichter op de real-time bepaald. Dit is o.a. te zien aan groeiende volumes elektriciteit dat wordt verhandeld via de intraday, onbalans en markten voor regel- en reservevermogen. Belangrijke drijvende kracht is hier de toenemende onzekerheid in de aanbodkant door een groeiend aandeel zon en wind.
2. Een groeiend deel van de centraal benodigde 'flexibiliteit', o.a. voor balanceren (door BRPs) en regel- en reservevermogen (TSO markten), komt uit de distributienetten en een groeiend deel uit de lagere netdelen. Een drijvende kracht is hier ook weer de groeiende onzekerheid in het aanbod. Maar ook een relatieve afname van beschikbare flexibiliteit op centraal niveau en de groei in stuurbaarheid van apparaten in de distributienetten spelen hier een rol. Deze trend wordt deels ook gestimuleerd door TenneT, bijvoorbeeld via hun crowd balancing platform Equigy.
3. Een groeiend deel van de aangesloten reageert op prijssprinkels vanuit de groothandelsmarkt, o.a. via dynamische energietarieven. Dit heeft een synchroniserend effect op gebruikspatronen met een verhoging van de pieken tot gevolg.
4. Tot slot hebben veel opwek en geëlektrificeerde processen in de distributienetten van nature een hoge gelijktijdigheid (warmtepompen, elektrisch vervoer, zonnepanelen).

Omdat deze trends naar verwachting zullen doorzetten in de energietransitie, zal congestie waarschijnlijk nooit worden 'opgelost', maar meer onderdeel zijn van de oplossing.



## 7.2 Congestiemanagement

Congestiemanagement is in het huidige systeem ingericht als incidentmanagement. De vrije markt die vraag en aanbod van de commodity elektriciteit op elkaar afstemt draait volledig agnostisch van het netwerk. De groothandelsmarkten zijn zodanig ingericht dat vraag en aanbod op elkaar worden afgestemd met de hoogste (economische) efficiëntie. Met capaciteitsbeperkingscontracten kan nu voordat de markt draait worden voorkomen dat resulterende energiestromen de beschikbare netcapaciteit overschrijden door de capaciteit van aangeslotenen te beperken. Echter, hierdoor wordt de markt beperkt. Immers, als de capaciteitsbeperking er niet was geweest, had de beperkte partij meer energie kunnen kopen of verkopen in de markt.

Als er na het sluiten van de markt nog een capaciteitstekort verwacht wordt, kan een z.g. *redispatch* worden uitgevoerd. In dat geval betaalt de netbeheerder marktpartijen om aan de ene kant van het congestiepunt meer opwek of minder gebruik te realiseren en het omgekeerde aan de andere kant. Hierbij maakt redispatch per definitie gebruik van de economisch minder efficiënte (lees: dure) opties. De groothandelsmarkt had immers de meest efficiënte afstemming al bepaald. Bij incidenteel gebruik van congestiemanagement is dit geen probleem. In een beperkt aantal gevallen worden kosten gemaakt om de energiestromen die resulteren uit de markttuitkomst binnen de fysieke randvoorwaarden van het net te houden. Echter, als redispatch onderdeel wordt van de *business as usual*, zeg, in een kwart van het net en in een derde van de tijd, is het een erg dure oplossing. De markt kan dan beter *network-aware* gemaakt kunnen worden, waarbij de markt zelf binnen de fysieke randvoorwaarden het economische optimum zoekt.

## 7.3 Congestiemanagement versus verhogen netutilisatiegraad

De elektriciteitsnetten hebben traditioneel een lage utilisatiegraad. Netdelen werden gedimensioneerd op de hoogst verwachte piekbelasting in de levensduur ervan en vraagsturing werd beperkt toegepast. De utilisatiegraad kan worden verhoogd door pieken in het belastingprofiel meer uit te smeren in de tijd. Daarmee zijn congestiemanagement en vraag/aanbod beïnvloeding ter verhoging van de utilisatiegraad twee kanten van dezelfde medaille. Echter waar het eerste een reactief en incident-gestuurd proces is, is het tweede een doorlopende manier van werken die de bezettingsgraad van de netten verhoogd en investeringen in netcapaciteit in de hand houdt.

## 7.4 Flitscongestie

Een combinatie van de bovenstaande trends leidt nu al tot onverwachte piekstromen tussen de TSO en DSO netten. Sommige van deze pieken zijn een paar uur voor ze optreden niet te prognosticeren. Als pieken als deze overbelasting veroorzaken, kun je spreken van *flitscongestie*. Het moge duidelijk zijn dat een groeiend aandeel van de processen die leiden tot congestie in de distributienetten zich dicht op de *real-time* bevinden. Mechanismen waarvoor de sterkte van de prijsprikkel langer vooruit wordt bepaald (maanden tot jaren vooruit voor tariefinstrumenten en een dag of een paar uur vooruit voor de bestudeerde contractvormen), zullen naar verwachting geen oplossing bieden als de bovengenoemde trends zich doorzetten. Voor de inzet van flexibiliteit voor een reactie op de onbalansprijs laat de studie dat ook zien.





## 7.5 Een blik vooruit

Er is naar onze mening een mechanisme nodig dat:

1. als onderdeel van de normale operatie van het elektriciteitssysteem in een substantieel deel van de tijd flexibiliteit van aangeslotenen (huishoudens, gebouwen) op een efficiënte manier inzet om overbelasting van het distributienet te voorkomen;
2. sub-mechanismen combineert die op verschillende tijdschalen werken, waarbij één mechanisme de *close-to-real-time* afstemming verzorgt;
3. rekening houdt met het feit dat flexibiliteit toegevoegde waarde heeft voor de regionale netbeheerder, maar ook op de groothandelsmarkt en de markten voor systeemdiensten. In een normale systeemstaat zal de beschikbare flexibiliteit in concurrentie moeten worden gealloceerd;
4. zonder congestie geen financiële prikkel geeft tot lokale optimalisatie;
5. eerlijk moet zijn voor de aangeslotenen; en
6. het mogelijk maakt dat de distributienetten in principe geheel zonder menselijke interventie op een robuuste en betrouwbare manier draaien.

Ad 1, 2 en 3: Deze drie punten maakt dat het voorkomen van congestie leidt tot een doorlopende verhoging van de bezettingsgraad van de netten. We noemden hierboven al *network-aware* marktmechanismen, waarbij de markt zelf binnen de fysische randvoorwaarden het economische optimum zoekt. De uitwerking van een dergelijk geïntegreerd marktmechanisme in de distributienetwerken voor de toekomst zal nog aanvullend onderzoek vereisen.

Ad 4.: In (korte of lange) perioden zonder congestie moet het systeem werken zoals het zou doen in een systeem waarin nooit congestie optreedt. Vanuit technisch-economisch oogpunt is het niet efficiënt lokaal vraag en aanbod op elkaar af te stemmen als het netwerk daartoe geen aanleiding geeft. Uiteraard mogen individuele aangeslotenen, lokale energiegemeenschappen en -coöperaties voorrang geven aan lokaal geproduceerde energie, maar als vrije keuze en niet opgelegd door de manier waarop het netwerk wordt bedreven.

Ad 5.: Aangeslotenen moeten geen financieel nadeel hebben die voortkomt uit hun locatie in het netwerk, d.w.z., aangeslotenen worden niet ‘bestraft’ als ze achter een congestie zitten..

Ad 6: Gezien grote verschillen in de aard en karakteristiek van de distributienetten t.o.v. de transmissienetten zullen de oplossingen ook verschillen. Het distributienet is omvangrijk in het aantal netcomponenten, vertakkingen en knooppunten. Een aanpak die in principe *hands-off* is, is hier wenselijk. Ervaringen met prosumer demand reponse projecten laten zien dat dit in principe mogelijk is.

## 7.6 Lock-in gevaar

Tot slot zien we een gevaar voor lock-in. Doordat de problematiek nijpend is, doen we nu in de sector, terecht, op een snelle manier een aantal probleem-gedreven innovaties. Een aantal daarvan is in deze studie onderzocht, terwijl anderen, zoals groepscontracten voor bedrijven die een energy hub vormen en *non-firm* aansluitcontracten, buiten beschouwing zijn gelaten. Aanpassingen in de regulering en technologische ontwikkelingen volgen elkaar stapsgewijs op. Deze studie laat zien dat we dit niet als het eindspel moeten zien, maar meer als de openingzetten in een hervorming van de mechanismen waarmee de via markt- en systeemoperatie het net betaalbaar en betrouwbaar houden terwijl de energietransitie zich verder ontvouwd.





## 8. Referenties

- [1] S. Brandligt, “Actieagenda netcongestie laagspanningsnetten,” 2024, [Online]. Available: <https://open.overheid.nl/documenten/61058b9c-a3ea-424b-ab03-d7843a635d86/file>.
- [2] T. K. Der Staten-generaal, “Voorzienings- en leveringszekerheid energie; Brief regering; Nieuwe maatregelen netcongestie,” no. 451, pp. 1–12, 2024.
- [3] NOS, “Apeldoorns stroomnet vol: ruim honderd nieuwe warmtepompen niet aangesloten,” 2023. <https://nos.nl/artikel/2501490-apeldoorns-stroomnet-vol-ruim-honderd-nieuwe-warmtepompen-niet-aangesloten> (accessed Apr. 19, 2024).
- [4] Netbeheer Nederland, “Het Energiesysteem van de Toekomst,” no. April, 2021, [Online]. Available: [https://www.netbeheernederland.nl/\\_upload/Files/Rapport\\_Het\\_energiesysteem\\_van\\_de\\_toekomst\\_203.pdf](https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/Rapport_Het_energiesysteem_van_de_toekomst_203.pdf).
- [5] Staatscourant, “Besluit van de Autoriteit Consument en Markt van 24 mei 2022 kenmerk ACM/UIT/577139 tot wijziging van de voorwaarden als bedoeld in artikel 31 van de Elektriciteitswet 1998 betreffende regels rondom transportschaarste en congestiemanagement,” no. 14201, pp. 1–1, 2022.
- [6] W. Lutsch, “Clean energy for all Europeans,” *Euroheat Power (English Ed.*, vol. 14, no. 2, p. 3, 2017, doi: 10.2833/9937.
- [7] European Commission, “Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the Internal Market for Electricity,” *Off. J. Eur. Union*, vol. 158, no. 714, pp. 54–124, 2019, [Online]. Available: <http://data.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj>.
- [8] European Parliament, “Directive (EU) 2019/944 on Common Rules for the Internal Market for Electricity and Amending Directive 2012/27/EU,” *Off. J. Eur. Union*, no. L 158, p. 18, 2019.
- [9] European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators, “ACER Report on Distribution Tariff Methodologies in Europe,” no. February, p. 88, 2021.
- [10] N. Nederland, “Voorstel-Netbeheer-Nederland-Voor-Tijdsafhankelijke-Tarieven,” no. 09175117, 2023.
- [11] Stichting GOPACS, “GOPACS,” 2024. <https://www.gopacs.eu/over-gopacs/> (accessed Apr. 24, 2024).
- [12] E. A. M. Klaassen, C. B. A. Kobus, J. Frunt, and J. G. Slootweg, “Responsiveness of residential electricity demand to dynamic tariffs: Experiences from a large field test in the Netherlands,” *Appl. Energy*, vol. 183, pp. 1065–1074, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.09.051.
- [13] P. Hogeveen, V. A. Mosmuller, M. Steinbuch, and G. P. J. Verbong, *Quantifying the Charging Flexibility of Electric Vehicles; An Improved Agent-Based Approach with Realistic Travel Patterns*, vol. Part F1378. Springer Nature Switzerland, 2023.
- [14] F. G. H. F. Koene and B. B. Eslami-Mossallam, “Space heating demand profiles of districts considering temporal dispersion of thermostat settings in individual buildings,” *Build. Environ.*, vol. 228, no. November 2022, p. 109839, 2023, doi: 10.1016/j.buildenv.2022.109839.
- [15] GO-e project, “Archetypes en archetyping van buurten,” 2024. <https://www.projectgo-e.nl/archetypes-en-archetyping-van-buurten/> (accessed Jun. 25, 2024).



- [16] D. Montenegro and R. C. Dugan, "OpenDSS and OpenDSS-PM open source libraries for NI LabVIEW," *2017 3rd IEEE Work. Power Electron. Power Qual. Appl. PEPQA 2017 - Proc.*, pp. 1–5, 2017, doi: 10.1109/PEPQA.2017.7981639.
- [17] Koninklijk Nederlands Meteorologisch Instituut, "Uurgegevens van het weer in Nederland," 2018. <https://www.knmi.nl/nederland-nu/klimatologie/uurgegevens> (accessed Apr. 25, 2024).
- [18] B. Parrish, P. Heptonstall, R. Gross, and B. K. Sovacool, "A systematic review of motivations, enablers and barriers for consumer engagement with residential demand response," *Energy Policy*, vol. 138, no. December 2019, p. 111221, 2020, doi: 10.1016/j.enpol.2019.111221.
- [19] B. Parrish, R. Gross, and P. Heptonstall, "On demand: Can demand response live up to expectations in managing electricity systems?," *Energy Res. Soc. Sci.*, vol. 51, no. May 2018, pp. 107–118, 2019, doi: 10.1016/j.erss.2018.11.018.
- [20] N. G. Paterakis, O. Erdinç, and J. P. S. Catalão, "An overview of Demand Response: Key-elements and international experience," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 69, no. November 2016, pp. 871–891, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.11.167.
- [21] A. Tantau, A. Puskás-Tompos, C. Stanciu, L. Fratila, and C. Curmei, "Key factors which contribute to the participation of consumers in demand response programs and enable the proliferation of renewable energy sources," *Energies*, vol. 14, no. 24, 2021, doi: 10.3390/en14248273.
- [22] J. Kort, "De bereidheid van consumenten om flexibiliteit te leveren in het energiesysteem in de gebouwde omgeving," 2024. <https://www.projectgo-e.nl/de-bereidheid-van-consumenten-om-flexibiliteit-te-leveren-in-het-energiesysteem-in-de-gebouwde-omgeving/> (accessed Jun. 25, 2024).
- [23] B. van der Holst, G. Verhoeven, P. H. Nguyen, J. Morren, and K. Kok, "The Activation of Congestion Service Contracts for Budget-Constrained Congestion Management," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. Not known, 2024.
- [24] Autoriteit Consument & Markt, "Monitor Consumentenmarkt Energie," 2024. [https://public.tableau.com/views/MonitorConsumentenmarktEnergie/Overdemonitor?%3Alanguage=en-US&publish=yes&%3Asid=&%3Adisplay\\_count=viz\\_share\\_link&publish=yes&%3AshowVizHome=no#1](https://public.tableau.com/views/MonitorConsumentenmarktEnergie/Overdemonitor?%3Alanguage=en-US&publish=yes&%3Asid=&%3Adisplay_count=viz_share_link&publish=yes&%3AshowVizHome=no#1) (accessed Apr. 26, 2024).
- [25] B. van der Holst *et al.*, "a Dynamic Bandwidth Tariff Assessment in a Dutch Distribution Network Using a Novel Scalable Distributed Simulation Framework," *IET Conf. Proc.*, vol. 2023, no. 6, pp. 3779–3783, 2023, doi: 10.1049/icp.2023.0722.
- [26] C. Steinbrink *et al.*, "CPES testing with MOSAIK: Co-Simulation planning, execution and analysis," *Appl. Sci.*, vol. 9, no. 5, 2019, doi: 10.3390/app9050923.
- [27] A. Borshchev, *The Big Book of Simulation Modeling: Multimethod Modeling with AnyLogic 6*. Lightning Source Inc; Edition Unstated, 2013.
- [28] M. Vrijlandt, "DOTS - Energy System Simulation framework," 2023. <https://github.com/dots-energy/simulation-orchestrator/wiki> (accessed Apr. 26, 2024).
- [29] E. Matthijssen and E. Werkman, "ESDL, de Energy System Description Language," 2021. <https://www.esdl.nl/> (accessed Apr. 26, 2024).

