

VERSLAG
Vervolgonderzoek
naar tijdsafhankelijke
tarieven en
injectie

Inhoudstafel

INHOUDSTAFEL	1
CONTEXT VAN DEZE STUDIE	3
EXECUTIVE SUMMARY	4
LONGREAD	11
1 TECHNISCHE STUDIE	11
1.1 SAMENVATTING	11
1.2 METHODIEK	18
1.2.1 Welke variabelen definiëren stabiele ToU-zones?	18
1.2.2 Welke data zijn nodig voor deze simulatie?	20
1.2.3 Stappenplan tot bepalen van een ToU-sigitaal	21
1.3 RESULTATEN	22
1.3.1 Homogeniteit piekgedrag en evoluties op het netwerk	22
1.3.1.1 Hoeveel tijd van het jaar is het netwerk zwaar belast?	22
1.3.1.2 Evoluties op het net (metingen op het netwerk)	24
1.3.1.3 Evoluties van onze klanten (meting op de facturatiemeter)	36
1.3.2 Is de piek scherp genoeg om te kunnen schuiven?	43
1.3.2.1 Verschuifbaarheid van de jaarpiek	43
1.3.2.2 Verschuifbaar volume	44
1.3.2.3 Is de jaarpiek representatief voor alle hoge pieken?	45
1.3.3 Is de piek statisch of dynamisch voorspelbaar?	47
1.3.3.1 Relatief belang van variabelen voor het voorspellen van de jaarpiek	47
1.3.3.2 De 'efficient frontiers' van statisch en dynamisch tarief	50
1.3.4 Bepalen van de statische ToU-combinaties per klantengroep voor afname	52
1.3.4.1 Evaluatie per klantengroep	52
1.3.4.2 Tijdsvenster statische ToU laagspanning	55
1.3.4.3 Tijdsvenster statische ToU middenspanning	76
1.3.5 Hoogte van het prijssigitaal	84
1.3.5.1 Impact van het gekozen schema op de leveranciers	84
1.3.5.2 Keuze tariefdrager	89
1.3.5.3 Werking van de tariefsimulator	94
1.3.5.4 Tarieven bepalen	96
1.3.5.5 Rekenvoorbeelden	99
1.3.5.6 Impact op de factuur van onze klanten	103
2 INTERACTIE MET DE STAKEHOLDERS	114
2.1 OVERLEG MET DE STAKEHOLDERS	114
2.1.1 Afname op laagspanning	114
2.1.1.1 Piekreductie	114
2.1.1.2 KWh-tijdsprinkel via de nettarieven	115
2.1.1.3 Tariefprikkel moet voldoende groot zijn	115
2.1.1.4 Eenvoud	116
2.1.1.5 Uniformiteit over de regio's heen	116
2.1.2 Injectie	117
2.1.3 Middenspanning	117
2.2 ALTERNATIEVE SCHEMA'S STAKEHOLDEROVERLEG: LINK MET TECHNISCHE STUDIE	118
2.2.1 Kostentoewijzing en piek/dalratio	118
2.2.2 Piekreductie	119
2.2.3 Een federaal schema	121
2.2.4 Alternatieve schema's	126
2.2.5 Schema's met incentives op injectie	128

2.3	KLANTENBEVRAGING	130
3	IMPLEMENTATIEPLAN	133
3.1	ASSUMPTIES BETREFFENDE DE TOEKOMSTIGE SITUATIE	133
3.1.1	<i>Referentiescenario potentiële introductie van een tijdsafhankelijk distributienettarief.....</i>	<i>133</i>
3.1.2	<i>Overige assumpties</i>	<i>135</i>
3.2	HUIDIGE SITUATIE	136
3.2.1	<i>Opschaling digitale meterketting en activatie van de uitlezing van kwartierwaarden</i>	<i>136</i>
3.2.2	<i>Nieuw fundament voor digitale meters.....</i>	<i>136</i>
3.2.3	<i>Intelligent beheer van kwartierwaarden.....</i>	<i>137</i>
3.3	IMPLEMENTATIETRAJECT	137
3.3.1	<i>Fase 1: Parallele opstelling fundament kwartierwaarden.....</i>	<i>137</i>
3.3.2	<i>Fase 2: Omschakeling naar fundament kwartierwaarden</i>	<i>138</i>
3.3.3	<i>Fase 3: Introductie van ToU in de energiemarkt</i>	<i>139</i>
3.3.4	<i>Budgettering over de fases heen.....</i>	<i>141</i>
3.4	COMMUNICATIEPLAN	142
3.5	AANBEVELINGEN	143
4	BIJLAGEN.....	144
4.1	BIJLAGE 1: DE ALTERNATIEVE UURSCHEMA'S.....	144
4.2	BIJLAGE 2: SCORINGSMATRIX	146

Context van deze studie

Deze studie presenteert het onderzoek dat elektriciteitsdistributienetbeheerders uitvoeren in overeenstemming met elementen 184 in hoofdstuk 6.2.3 en 187 in hoofdstuk 6.2.4 van de tariefmethodologie 2025-2028¹. Het marktgedragen voorstel zal ten laatste worden opgeleverd op 1 augustus 2025, zoals vastgelegd in hoofdstuk 6.2.3 van de tariefmethodologie 25-28.

In het document “Verslag onderzoek naar Time-of-Use-tarieven en injectie”² van 1 december 2023 stelden we in conclusie 8 een vervolgonderzoek voor om het voorstel te bekrachtigen of aan te passen waar nodig. Die conclusie kwam hoofdzakelijk tot stand om de volgende redenen:

- Het capaciteitstarief, ingevoerd op 1 januari 2023, was moeilijk te onderzoeken in een traject dat ook liep in 2023. Een positieve reactie werd vastgesteld in het rapport, maar de meetperiode was onvoldoende lang om significantie aan te tonen en om te evalueren of de positieve impact blijvend is. In deze vervolgstudie hebben we gegevens van twee jaar (2023 en 2024) capaciteitstarief verwerkt.
- De digitaliseringsgraad van het laagspanningsnet en -klanten stijgt elk jaar. Bijkomende meetdata, zowel van de reeds gedigitaliseerde assets als van nieuw gedigitaliseerde assets, verhogen de betrouwbaarheid van het onderzoek.
- Het aantal zonnepanelen nam sterk toe van eind 2022 tot midden 2023, voornamelijk als gevolg van de hoge energieprijzen gerelateerd aan de energiecrisis. In samenhang met het vorige punt evalueert dit vervolgonderzoek deze trend.
- We hebben de suggesties en opmerkingen van onze stakeholders op het rapport van december 2023² verwerkt.
- Er werd aangetoond dat een ToU (Time-of-Use) met twee tijdzones onmogelijk een stabiele ToU-combinatie genereert. Het finale voorstel omvat drie tijdsblokken, maar waarom werden vier, vijf, zes of meer tijdsblokken niet onderzocht?
- Het was niet altijd duidelijk waar onze methodiek rekening hield met het hoogste kwartier van de jaarpiek versus alle hoge piekmomenten van een asset.
- We hadden onvoldoende gegevens om enkele belangrijke trends in de energiesector in kaart te brengen. Specifiek spreken we hier over de opkomst van dynamische energieprijzen, batterijen en het gebruik van flexibiliteit via de flexhub³.

¹ https://www.vreg.be/sites/default/files/Tariefmethodologie/2025-2028/tariefmethodologie_reguleringsperiode_2025-2028.pdf (p.68 en 72).

² <https://over.fluvius.be/nl/wie-zijn-we/onderzoeksrapporten>.

³ [Fluvius als databeheerder | Fluvius](#)

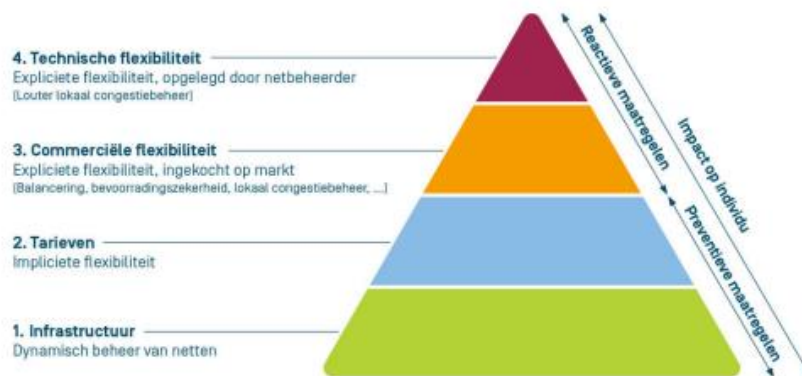
Executive summary

1 - TECHNISCHE STUDIE

De energietransitie brengt een alsmaar groter wordend aandeel hernieuwbare energie met zich mee. Dat verhoogt de variabiliteit en de onvoorspelbaarheid van de energieproductie. Tegelijk neemt de elektrificatie toe, wat leidt tot een hogere netbelasting. Om de algemene of gemiddelde systeempiek⁴ – en dus de netbelasting – onder controle te houden, zijn er twee hefboomen: investeren in het elektriciteitsnet en flexibiliteit activeren bij de netgebruikers. Het gaat niet om een keuze tussen de twee, maar om het vinden van een optimaal evenwicht.

Te veel (of enkel) inzetten op netinvesteringen zou de maatschappij opzadelen met kapitaalintensieve ingrepen om het net (kabels en cabines) te versterken. Te veel (of enkel) focussen op flexibiliteit zou dan weer de individuele klant opzadelen met kostelijke en technisch complexe applicaties om zijn verbruik te sturen richting dalmomenten. En zelfs dan blijft het risico op congestie bestaan.

In deze technische studie toetsen we een beoordelingskader⁵ rond impliciete flexibiliteit af met als centrale vraag: kunnen tijdsafhankelijke nettarieven helpen om de (toekomstige) piekbelasting op het distributienet te verminderen? En zo ja: wat is de meest geschikte formule voor deze nettarieven?



Eind 2023 leverden we een eerste studierapport⁶ op over tijdsafhankelijke elektriciteitsdistributienettarieven voor afname. De conclusie? Het potentieel is er. In combinatie met de bestaande capaciteitstarieven kunnen zulke tarieven leiden tot een meer nauwkeurige bijdrage door de netgebruiker aan de systeempiek. In 2023 was er echter nog onvoldoende basis om tijdsafhankelijke nettarieven al in de reguleringsperiode 2025-2028 in te voeren – onder meer de impact van het capaciteitstarief was nog niet volledig bekend en voor de onderzochte jaren waren er onvoldoende kwartierwaarden beschikbaar. Een vervolgstudie was aangewezen om onder meer de specifieke modaliteiten van de nieuwe tijdsafhankelijke tariefstructuur (de afbakening van de tijdsperiodes, de tariefverschillen tussen de tijdsperiodes, etc.) op een voldoende stabiele manier te kunnen vastleggen.

In de tussentijd werd het capaciteitstarief op **laagspanning** geëvalueerd door Fluvius en de Vlaamse Nutsregulator⁵. Beide partijen kwamen tot dezelfde conclusie, namelijk dat het **capaciteitstarief** een

⁴ Verzamelnaam voor de individuele jaarpieken van onze ±10 000 digitaal bemeten assets.

⁵ [rapp-2025-11.pdf – tarieven worden afgetoetst aan principes zoals kostenreflectiviteit, niet-marktverstorend, eenvoudig,](#)

⁶ [Onderzoeksrapporten - innovatie en studies | Fluvius](#)

waarneembaar positief effect heeft. Netgebruikers spreiden hun elektriciteitsafname bewuster en houden hun maandpieken beter in de hand. Het capaciteitstarief blijkt zo een doeltreffende maatregel die effectief bijdraagt tot rationeel netgebruik. Vooral klanten met hoge maandpieken, in het bijzonder netgebruikers met een elektrische wagen, passen hun afnamegedrag blijvend aan aan het capaciteitstarief. Netgebruikers die nu of in de toekomst een elektrische wagen of warmtepomp aanschaffen, kunnen al vanaf het begin rekening houden met het capaciteitstarief en zullen daardoor vaker kiezen voor een slimme aansturing.

Ondertussen zien we dat het **gedrag van klanten evolueert** en dat ook de **markt initiatieven neemt**. Zo bieden sommige leveranciers al dynamische energieprijzen aan en zijn er die met uurschema's experimenteren. Klanten tekenen hierop in, weliswaar vandaag nog heel beperkt, maar de dagen met hoge energieprijzen correleren onvoldoende met de hoge netbelasting. Het effect op de systeempiek blijft daardoor beperkt of onzeker.

Ook zien we dat klanten maximaal inzetten op het verbruik van de eigen geproduceerde stroom (uit zonnepanelen) en dat het dag-en-nachtstarief⁷ – ondanks een sterke afzwakking de voorbije jaren – een blijvend effect heeft.

Toch laten het huidige capaciteitstarief en de marktinitiatieven kansen liggen om het gebruiksgedrag van klanten te belonen en de piekbelasting van het net te mitigeren. Zo blijft het **hoogste verbruik** voor alle klanttypes voorkomen **tijdens de koude winteravonden** en kan het capaciteitstarief op bepaalde momenten – bij lage marktprijzen – een rem vormen om meer elektriciteit af te nemen, terwijl dit op dat moment de piekbelasting op het net toch niet zou beïnvloeden.

Bijsturen is mogelijk door onder meer:

- Een **tijdsprinkel op de kWh-term** om het verbruik te verschuiven van de piek- naar de dalmomenten.
- Het capaciteitstarief bij te sturen en een **piekreductie** te introduceren. Bij piekreductie tellen de piekwaarden in dalperiode minder mee bij het bepalen van de maandpiek. Zo is de klant in de mogelijkheid om (financieel ongestraft) meer te kunnen afnemen.

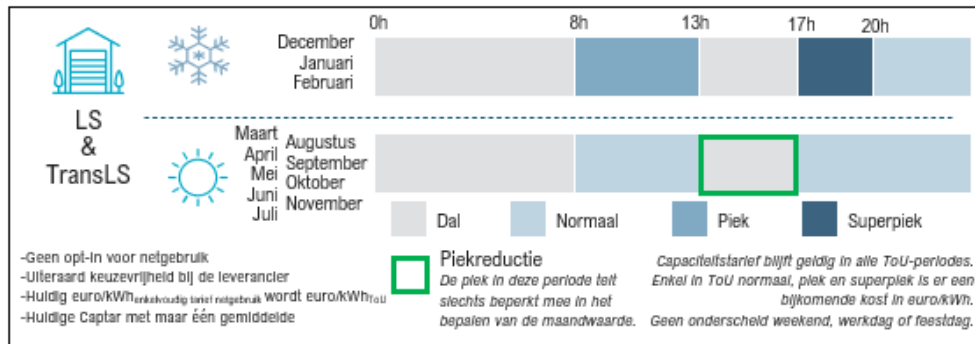
Het potentieel van deze maatregelen? Een geschatte reductie van de verwachte systeempiek met 10 tot 20%.

Deze technische studie, die gebaseerd is op recente historische data uit de jaren 2020-2024, bepaalt voor Vlaanderen het **ideale tijdsschema**⁸ om deze verschuiving van verbruik en dus reductie van de verwachte systeempiek maximaal te realiseren. Dit tijdsschema is volledig in lijn met de huidige netbelasting door afname en die van de nabije toekomst. Een actualisering in het jaar vóór de introductie is nodig.

Voor hoge netbelasting door injectie creëert het schema een nieuwe dalperiode in de namiddag. Ook zijn de gekozen tijdsblokken meer in lijn met de marktprijzen van de leveranciers. In de maanden december, januari en februari wordt een dag ingedeeld in vijf tijdsblokken met daltarieven, normale tarieven en (super)piektarieven. In de overige maanden volstaan twee blokken: daltarief en normaal tarief. Enkel in het namiddagdal (van 13.00 tot 17.00 uur) van maart tot en met november wordt piekreductie toegestaan. Dat is het moment waarop injectie een hoge netbelasting creëert. De klant kan dan zijn afname (en individuele piek) verhogen zonder daar financiële gevolgen van te ondervinden.

⁷ Het huidige tijdsafhankelijke tarief dat enkel nog door de energieleveranciers wordt gebruikt.

⁸ Bij eventuele invoering van ToU zullen we dit tijdsschema opnieuw moeten bepalen volgens de uitgewerkte methodiek. Dit kan een (beperkt) ander tijdsschema opleveren.



Uit verschillende scenario's blijkt dat kWh de logische tariefdrager is. De collectieve verbruikspiek omvat namelijk een veel bredere tijdsspanne dan de individuele jaar-, maand- of dagpiek van de meeste klanten. Een tijdsafhankelijk tarief op basis van de kW-term zou de klant onvoldoende stimuleren om zijn gedrag te sturen richting minder netbelasting. Klanten kunnen er namelijk voor kiezen hun individuele piek te doen zakken, maar toch dat verbruik in de ToU⁹-piekperiode te behouden. Daardoor zal de systeempiek verhogen en de netbelasting toenemen. Enkel een tijdsafhankelijke kWh-term stimuleert de klant voldoende om elke kWh die niet voor comfort¹⁰ dient, te verschuiven naar de normale periodes of dalperiodes. Een conclusie die in lijn ligt met onze naburige landen.

Voor klanten zonder stuurbare assets¹¹ blijft de **financiële impact** van de omzetting van het dag- en nachttarief naar het voorgestelde tijdsschema **minimaal**. Het effect van de introductie van piekreductie op de kW-eenheidsprijs zal zeer beperkt zijn. Klanten met hoge maandpieken én stuurbare toestellen (zoals EV of warmtepomp) kunnen daarentegen gericht besparen door hun verbruik anders te timen.

Het tijdsschema geldt bij voorkeur voor alle netgebruikers op laagspanning, dus zowel voor klanten met als zonder stuurbare assets. We verwijzen hiervoor ook naar het databeheersplan waarin de (data-)ondersteuning voor impliciete flexibiliteit (net en markt) wordt gezien als een basis-datastroom die alle klanten via de leveringsmarkt bereikt¹². Om een zo groot mogelijke impact op de netbelasting te verwezenlijken en te garanderen, wordt er **geen keuzemogelijkheid om in of uit te stappen** (opt-in of opt-out) voorzien. Dat betekent dat alle klanten met een communicerende digitale meter voor hun tarieven netgebruik het nieuwe ToU-schema volgen. Bij de leverancier blijft keuzevrijheid.

Voor **injectie** stellen we dat een afwachtende houding op haar plaats is, in functie van de eerdergenoemde toekomstige marktontwikkelingen en de eventuele introductie van een tijdsprikkel op afname. Met betrekking tot de klantengroep **middenspanning** achten we de impact van het tarief van de netbeheerder – via sturing in de kWh-term – eerder beperkt. Vanuit netperspectief is het gedrag van een middenspanningsklant bij een dreigende (lokale) noodtoestand op het net namelijk belangrijker. De systeempiek vormt met andere woorden niet altijd 'de' driver voor dit klantsegment. De invoering van een statische ToU-tariefmethodologie voor middenspanningsklanten lijkt dan ook minder aangewezen. De opkomende, lokale en gerichte flexibiliteitproducten zijn alternatieve en vermoedelijk meer gerichte en effectievere oplossingen voor dit klantsegment.

⁹ Time-of-Use.

¹⁰ Een voorbeeld van comfortverbruik is elektrisch koken. Een voorbeeld van niet-comfortverbruik is het laden van een elektrische wagen.

¹¹ Voorbeelden van stuurbare assets zijn thuisbatterijen, elektrische voertuigen en warmtepompen.

¹² [Databeheersplan 2026-2035](#) – de leveringsmarkt biedt gereguleerde marktservices als basisbehoefte voor alle klanten.

Samengevat

Het capaciteitstarief heeft een waarneembaar positief effect, dat we nog kunnen versterken door op bepaalde momenten een piekreductie te introduceren. Willen we klanten daarnaast ook stimuleren om hun verbruik te verschuiven naar de dalmomenten en zo de stijgende systeempiek te reduceren, dan is een tijdsafhankelijke kWh-term in de nettarieven op laagspanning zinvol. Deze term zal de bijdrage van de netgebruiker aan de verwachte systeempiek nog beter weergeven.

Op basis van de beschikbare historische data werd een ideaal tijdsschema opgesteld, voor de huidige netbelasting en die van de nabije toekomst. Dat kan ervoor zorgen dat klanten met hoge maandpieken – in het bijzonder netgebruikers met een elektrische wagen en/of warmtepomp – hun afnamegedrag bijsturen en verplaatsen naar de dalmomenten. Voor de modale klant – zonder elektrische wagen of warmtepomp – zal de financiële impact nagenoeg nihil zijn. Klanten die vandaag hun verbruik al hebben verschoven naar de dalperiode, zullen hun energiefactuur nog meer zien dalen, omdat de dalperiode nog goedkoper wordt. Met betrekking tot injectie nemen we een afwachtende houding aan. Voor middenspanning kijken we naar alternatieve opties.

2 - OVERLEG MET DE STAKEHOLDERS

In mei en juni 2025 organiseerde Fluvius vier stakeholdersessies rond het vervolgonderzoek naar tijdsafhankelijke tarieven en injectie. Het doel was om de resultaten van de technische studie te bespreken met de stakeholders en hun bedenkingen en eventuele suggesties te capteren. Het overleg werd opgesplitst in drie thema's: afname op laagspanning, injectie en middenspanning.



De stakeholders zijn unaniem voorstander van een tijdsprikkel op de nettarieven voor afname op laagspanning. Initieel geeft een meerderheid van de stakeholders aan dat deze **tijdsprikkel op de kWh-term** via de nettarieven moet worden gegeven, maar uit diepgaandere discussie blijkt dat de **meningen sterk zijn verdeeld**. Een bron van onenigheid is de vraag of toekomstige marktprijsverschillen klanten voldoende zullen stimuleren om hun verbruik te verschuiven. Ongeveer de helft van de stakeholders acht de huidige prijsverschillen onvoldoende, maar meer dan de helft verwacht dat deze verschillen in de toekomst zullen toenemen en dus meer zullen motiveren tot gedragsaanpassing.

Piekreductie¹³ daarentegen is volgens de meerderheid van de stakeholders een **logische keuze** om de synergie tussen de nettarieven en de marktsignalen te verbeteren. Velen ervaren het huidige capaciteitstarief namelijk als marktverstoring in bepaalde (dal)periodes. Hoewel de meningen nog verdeeld zijn over de exacte periodes waarin de piekreductie precies moet worden toegepast, is de meerderheid het ermee eens dat dit signaal enkel buiten de wintermaanden moet worden gegeven.

Met betrekking tot het **tijdsschema** leeft een duidelijke voorkeur voor één uurschema dat het hele jaar geldig is, met maximaal vier tariefperiodes. Toch is een meerderheid ook voorstander van een onderscheid tussen

¹³ Het minder laten doorrekenen van de piek (kW) tijdens specifieke dalperiodes.

wintermaanden en niet-wintermaanden. Een meerderheid steunt ook een federaal uniform ToU-schema, wat voordelen voor de leveranciers zal opleveren. Met name het afstemmen van de uurschema's over verschillende regio's heen beschouwen de stakeholders als een positieve stap.

De stakeholders zijn het erover eens dat het systeem zo eenvoudig mogelijk moet zijn, en de **impact op de klant** minimaal. De huidige facturatie op basis van kW in de nettarieven wordt reeds als ingewikkeld ervaren, zodat sommige stakeholders vrezen dat de piekreductie moeilijk uit te leggen valt. Wel zijn ze het eens dat een tariefprikkel groot genoeg moet zijn om gedrag te beïnvloeden – minstens 100 euro per jaar. De inspanning voor de klant moet bovendien beperkt blijven. Over hoe die besparing moet gebeuren (via nettarieven of marktprijzen) zijn de meningen verdeeld. Ook over een eventuele opt-in-mogelijkheid bestaat geen consensus. Eén zaak staat wel vast: een duidelijke en eenvoudige communicatie- en marketingstrategie is noodzakelijk om de klant afdoende te informeren.

Injectie kwam minder aan bod. De meeste stakeholders vinden het niet logisch dat prosumenten zouden moeten bijdragen in de netkosten om de injectiepieken onder controle te houden. Dit bevestigt Fluvius' overtuiging om voorlopig een afwachterende houding aan te nemen met betrekking tot marktontwikkelingen en de eventuele introductie van een tijdsprikkel op afname.

Ook over **middenspanning** werd beperkt gediscussieerd. Geen verrassing, aangezien de impact van de netbeheerder – via sturing in de kWh-term – op deze klantengroep eerder beperkt is. Bovendien worden de opkomende, lokale en gerichte flexibiliteitproducten als alternatieve en meer efficiënte oplossingen gezien. Over een tijdsprikkel voor middenspanningsklanten is er geen eensgezindheid, noch over wie deze prikkel moet geven: de leveranciers of de netbeheerder.

Samengevat

Hoewel de stakeholders voorstander zijn van een tijdsprikkel in de nettarieven voor afname op laagspanning, is er geen consensus over de concrete invoering ervan (en het tijdsschema). Fluvius' voorstel om een flexibel model uit te werken – met duidelijke uitgangspunten en met variabele parameters, die gaandeweg verder uitgeklaard worden – wordt unaniem onderschreven. De verdere parametrisatie van dit Time-of-Use-schema kan gebeuren na verder onderzoek.

Wat betreft injectie is het afwachten. Over een tijdsprikkel op middenspanning lopen de meningen uiteen.

3 - IMPLEMENTATIEPLAN

De introductie van tijdsafhankelijke tarieven in Vlaanderen wordt voorzien in een gefaseerde aanpak. Er wordt uitgegaan van een implementatieperiode van drie jaar volgend op de beslissing van de regulator. In die periode worden enkele essentiële voorbereidingen getroffen – de zogenaamde 'no regret'-stappen – die onmisbaar zijn voor een vlotte invoering van nieuwe ToU-periodes, zowel voor de markt als voor de aanrekening van het nettatarief. Deze stappen zijn beschreven in het databeheersplan en focussen op het gebruik van de kwartierwaarden van alle digitale meters in de marktprocessen.

Voor 'settlement'¹⁴ evolueren we naar het gebruik van de reële kwartierwaarden op individuele basis in de allocatie. De leverancier-toegangshouder krijgt enkel toegang tot de geaggregeerde/geanonimiseerde gegevens, tenzij de klant expliciet en geïnformeerd toestemming¹⁵ geeft. Dankzij deze fijnmazige data kunnen tijdsblokken (net of markt) flexibel gekozen worden zonder impact op de allocatie.

¹⁴ Zie databeheersplan p. 59: "2026 - redesign settle - kwartierwaarden in de allocatie (CMS 2.0)" en fiche 3.

¹⁵ Bijvoorbeeld door de keuze voor een dynamisch (of statisch/dynamisch) prijscontract (SMR3) waarbij ook deze toestemming wordt gegeven.

Dezelfde stap wordt gezet in de opbouw naar het bepalen van informatieve/reële maand- en jaarvolumes per ToU-periode. Ook hier zullen we de onderliggende kwartierwaarden gebruiken om geaggregeerde verbruiksblokken te creëren¹⁶. Vandaag zijn deze blokken nog gelinkt aan de huidige timeframes¹⁷. Er wordt flexibiliteit voorzien om andere keuzes te introduceren. De consequentie bij keuze van andere tijdsblokken dan Hi/Lo is dat die niet meer in de meter zelf berekend worden of weerspiegeld zijn in gemeten registers (op een display). Ze zijn een berekening en zullen, gelet op de basis die ze vormen voor facturatie, op een andere manier inzichtelijk worden gemaakt voor de klant.

In de implementatie houden we, in aanvulling op het implementatieplan meegegeven in 2023, rekening met het doorsturen van de nieuwe timeframes (tijdsblokken), die het huidige dag-en-nacht-/weekendschema bij de leverancier kunnen vervangen. Dat kunnen de tijdsblokken zijn die uit deze technische studie naar voren komen, maar evengoed andere tijdsschema's (bijvoorbeeld dat van Wallonië). Ze worden als een parametrizeerbare kalender in de systemen geïntegreerd. Het is belangrijk de parameterkeuze tijdig te maken – twee jaar voor de introductie in de markt – zodat de leveranciers de kalender in hun contracten kunnen verwerken.

Eveneens in aanvulling op het implementatieplan meegegeven in 2023, houden we bij de implementatie rekening met een piekreductie. Ook die zal gebruik maken van de onderliggend opgezette kalender en de daaruit voortvloeiende kwartierwaarden binnen een verbruiksblok. Ook hier spelen de nodige voorwaarden mee: een gefaseerde aanpak, duidelijke visualisatie voor klanten en aandacht voor de begrijpelijkheid van het systeem.

Naast de implementatie zijn marktoverleg en een helder communicatieplan essentieel. Ook overleg over de aanbevelingen die in het implementatieplan staan, is aangewezen om de complexiteit van het tariefmodel onder controle te houden en de invoering van ToU kans op slagen te geven. Zo moet er voldoende aandacht zijn voor de klant en voorzien we bij de implementatie in de systemen de mogelijkheid om de parameters (kW, kWh, aantal blokken, seizoenkortingen, tijd...) te laten variëren. In functie van wat de markt en de klant aankunnen, zullen de parameters moeten evolueren. Dat werd al een eerste maal bij de klanten bevraagd en kan in de toekomst opnieuw worden bevraagd.

4 - CONCLUSIE EN VOLGENDE STAPPEN

Fluvius en de Vlaamse Nutsregulator stellen vast dat het huidige capaciteitstarief voor **laagspanning** rationeel netgebruik stimuleert en een waarneembaar positief effect heeft. Uit de technische studie blijkt dat tijdsafhankelijke tarieven dit effect verder kunnen versterken. Ze geven de bijdrage van de netgebruiker aan de verwachte systeempiek nog beter weer.

Leveranciers spelen hier geleidelijk op in en beginnen hun tariefformules aan te passen. Om die evolutie te ondersteunen – en in te spelen op de vraag vanuit de leveranciers – achten we het wenselijk om de nieuwe kalender, die nauwer aansluit bij de marktprijzen, met hen te delen. De kWh-tijdsprikkels laten we in eerste instantie over aan de leveranciers.

Om de kW-prikkel van de netbeheerder en de kWh-prikkel van de leveranciers beter op elkaar af te stemmen, kunnen we de mogelijkheid voorzien om de maandpiek in de dalmomenten te reduceren. Zo genieten klanten maximaal van de goedkope marktprijzen ten gevolge van de energietransitie. Overleg met de stakeholders geeft aan dat een tijdsprinkel wenselijk is, gebaseerd op seizoenen, ochtend- en avondverbruik.

¹⁶ Databeheersplan p. 58 – “2026 - basisopzet voor gebruik kwartierwaarden” en fiche 7.

¹⁷ De in de markt gebruikte ToU Hi-Lo (dag-en-nacht-/weekend-tarief) voor de aanrekening van het ‘commodity’-volume (energiecomponent).

Toch is er nog geen consensus over de exacte tijdsblokken. De oorzaak? Onzekerheid over de manier waarop leveranciers hun tariefformules verder zullen ontwikkelen, en hoe die zich verhouden tot het voorstel van de netbeheerder. Dat maakt het ook lastig om de potentiële impact op het klantengedrag en de systeempiek correct in te schatten.

De ontwikkeling en implementatie van een tijdsafhankelijk tariefmodel verloopt het best gefaseerd, over een periode van drie jaar volgend op de beslissing van de regulator. Daarbij worden de mogelijke variabelen – onder meer piekreductie, kWh-incentive en tijdsschema – voorzien, maar de concrete invulling (waarde) ervan volgt pas in een latere fase in functie van evoluties van de markt. In de implementatie wordt geen opt-in, noch een opt-out voorzien.

Voor **injectie** nemen we een afwachtende houding aan, in functie van de eerdergenoemde toekomstige marktontwikkelingen en de eventuele introductie van een tijdsprikkel op afname. Voor de klantengroep **middenspanning** kijken we uit naar de opkomst van lokale, gerichte flexibiliteitproducten als alternatieve en vermoedelijk efficiëntere oplossingen.

Longread

Het eerste deel van dit document behandelt de technische studie: Dit betreft een analyse op basis van historische data, en is niet te interpreteren als een Fluvius-standpunt, eerder als een weergave van het feitelijk klantgedrag.

Het tweede deel weerspiegelt de interacties die we hadden met de verschillende stakeholders bij de bespreking van de studieresultaten.

Het derde deel beschrijft het voorziene implementatieplan.

Voor de finale conclusie vanuit Fluvius uit deze drie onderdelen, verwijzen we naar de executive summary.

1 Technische studie

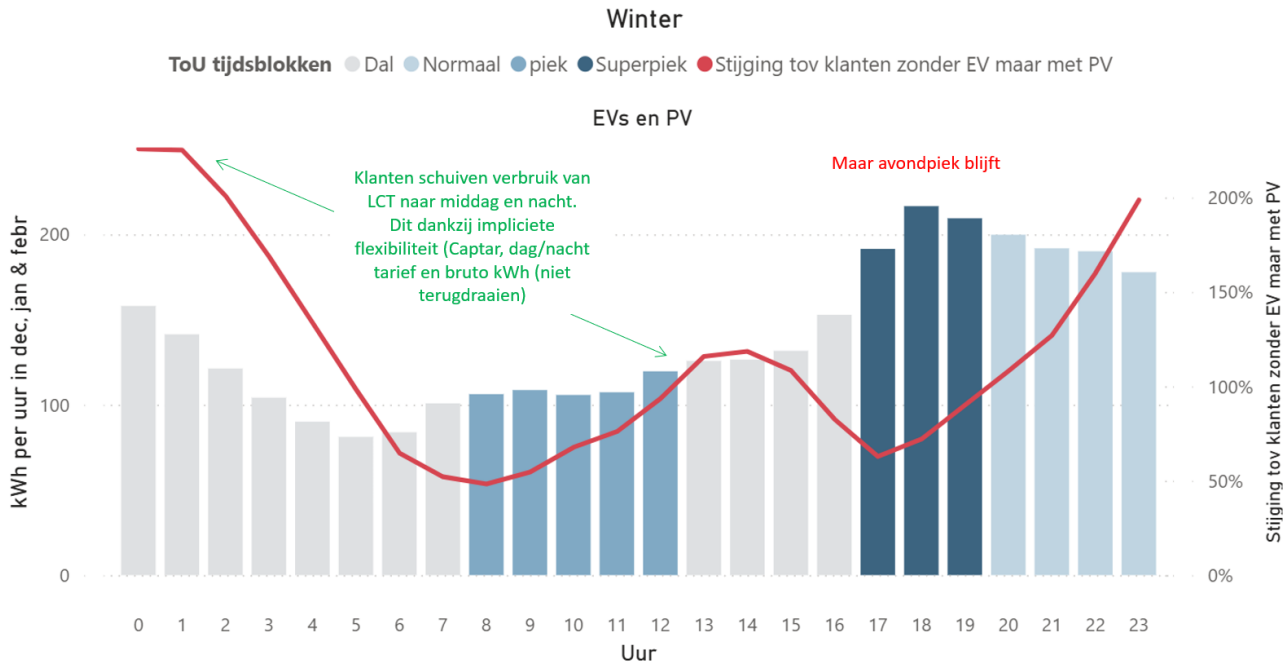
1.1 Samenvatting

Wat is de uitdaging?

De energietransitie brengt een sterke elektrificatie met zich mee. Die nieuwe verbruikers zijn stuurbaar: ze zouden dus kunnen verbruiken op momenten los van hun gebruik. Dat gebeurt momenteel echter **onvoldoende**. Het **verschil** in **prijs** op de energiefactuur is **niet groot genoeg** voor klanten om hun verbruik te schuiven tussen dal- en piekuren.

Het gevolg is dat klanten met warmtepompen en elektrische voertuigen (dit geldt voor zowel vol-elektrisch als plug-in) nog steeds het meeste verbruiken tijdens de **winteravondpiek**. Bovendien is de elektrificatie van deze nieuwe verbruikers sterk temperatuur gecorreleerd.

Bij een ongewijzigd tariefmodel gaat de systeempiek bij koude weersomstandigheden zeer sterk stijgen.



Figuur 1: De som van de verbruiken voor een gegeven uur in de winter voor de gemiddelde klant (± 2.000 klanten) met een vol-elektrische wagen die frequent snellaadt en zonnepanelen heeft.

Oorzaak van het probleem

Als het de bedoeling is om de impliciete prikkel naar alle klanten over te brengen, dan is het de rol van de databeheerder (Fluvius) om het ToU-sigitaal aan te leveren voor de markt (netbeheerder Fluvius, Elia en de leveranciersmarkt), zodat de energieleveranciers die prikkel (of andere prikkels gebaseerd op 15'-waarden) kunnen aanwenden¹⁸. Het huidige signaal is dag/nacht en niet meer in lijn met de huidige en verwachte marktprijzen, en nog minder met de netbelasting. Met de huidige tijdsblokken is het niet mogelijk om klantgedrag in de juiste richting te sturen.

Invloed van capaciteitstarief

Er is ook het capaciteitstarief, dat een positief effect heeft op de individuele piek van de klant op elk moment van de dag. Voor elektrische wagens daalde de individuele piek met 319 W ofwel 5% (difference-in-difference-analyse, d.i. de statistische impact exclusief het capaciteitstarief, dus gecorrigeerd voor marktprijzen, verbruikverandering, zonnepanelen, temperatuur en batterijen). Dat zorgde voor een daling van het verbruik met 7,5% in de superpiek. Een distributiecabine (let wel, dit is een theoretische benadering waarbij het volledige klantbestand van de distributiecabine zou bestaan uit klanten met EV en PV) zag een daling van 6,9% of 7,5 kW in zijn jaarpiek.

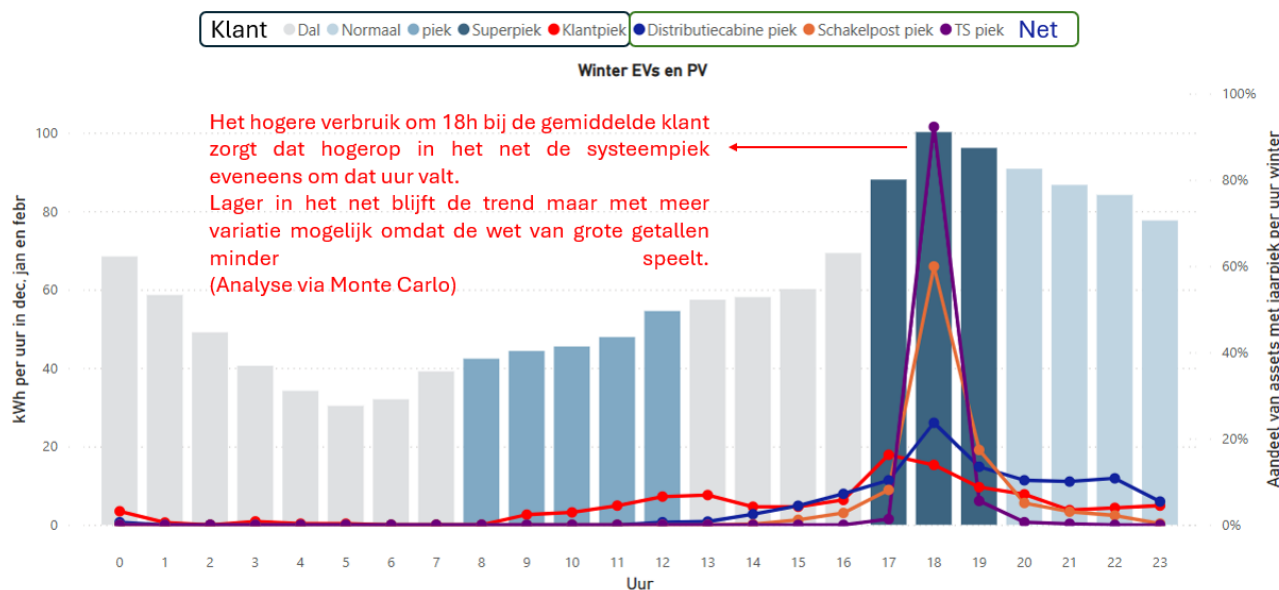
Ondanks deze veelbelovende cijfers ...

- 1) ... blijft er een reductiepotentieel van 10 tot 20% op jaarpiek over voor het volledige netwerk.
 - 2) ... heeft de EV-rijder nog altijd zijn hoogste verbruik tijdens de superpiekperiode.
- ... heeft 1 op 2 EV-rijders zijn individuele wintermaandpiek in ToU-superpiek of piekperiode.

¹⁸ <https://over.fluvius.be/sites/fluvius/files/2025-06/databeheersplan-2026-2035-versie-publieke-consultatie.pdf> (p. 60).

Gevolg voor het distributienetwerk

De systeempiek blijft toenemen tijdens de avondpiek in de winter. Onze assets hebben hun hoogste piek door het collectief veel verbruiken op een bepaald moment – niet door het samenvallen van de individuele hoogste pieken.



Figuur 2: Gemiddelde van de som van het uurverbruik in kWh in de winter (linkeras) en aandeel Fluvius-assets en klantmaandpiek op een bepaald uur (rechteras).

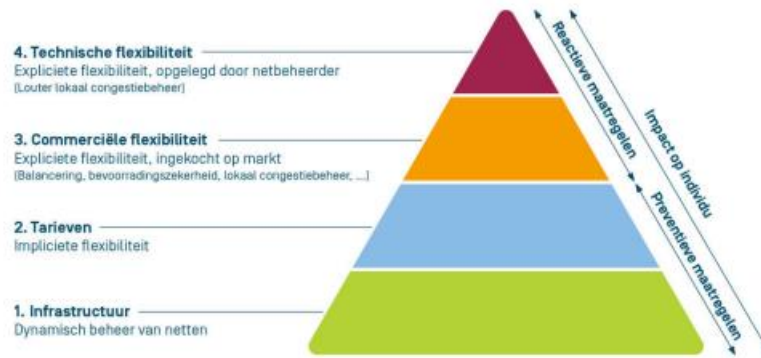
Bovenstaande analyse in Figuur 2 leert ons ook met welke tariefdrager ons net het best correleert: het gemiddelde verbruik van klanten, en in mindere mate het moment van de individuele maandpiek. Hoe hoger in het net, hoe sterker de wet van de grote getallen speelt en hoe sterker de correlatie met verbruik, en hoe zwakker de correlatie tussen individuele piek en systeempiek.

De aangewezen tariefdrager om systeempiek te incentivieren – in lijn met buitenlandse modellen – is dus kWh.

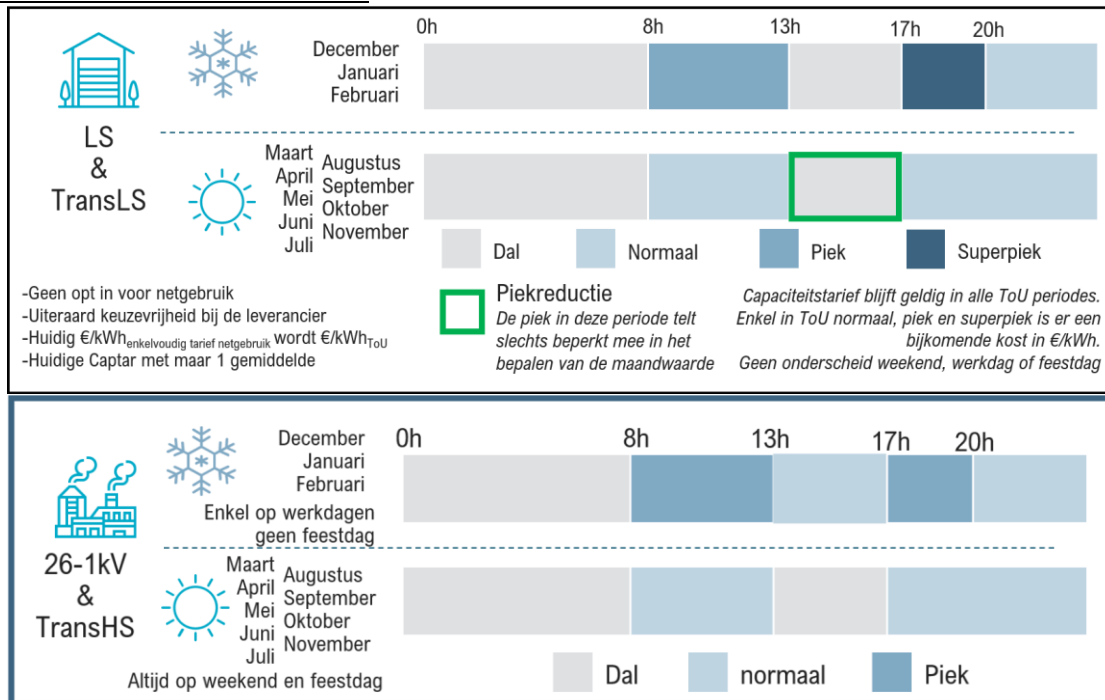
Oplossingen

De **energietransitie** is een uitdaging met meerdere oplossingen. Voor algemene of gemiddelde systeempiek zijn voornamelijk **investeringen** en **impliciete flexibiliteit** aangewezen. Er is een optimaal evenwicht tussen investeringen en flexibiliteit. Te veel of enkel inzetten op investeringen bij de netbeheerder zou de maatschappij opzadelen met kapitaalintensieve werkzaamheden om het net (kabels en cabines) te versterken. Te veel of enkel inzetten op flexibiliteit zou de individuele klant opzadelen met kostelijke en technisch complexe applicaties om zijn verbruik te sturen richting dalmomenten, en zou het risico op congestie niet geheel wegnemen. In deze studie wordt impliciete flexibiliteit in detail onderzocht. De geplande net-investeringen voor de komende tien jaar, onder andere naar aanleiding van de energietransitie, worden beschreven in het investeringsplan¹⁹.

¹⁹ [Investeringsplan 2026-2035 | Fluvius](#)



Basisschema uit de technische studie:



- Voor het gereguleerde tarief voor gebruik van het net stellen we voor om geen opt-in te voorzien. Alle klanten krijgen dus dit tijdschema met bijhorende netgebruiktarieven. (Zie verder: impact op standaardklanten). Bij de leveranciers blijft keuzevrijheid. De klant kan kiezen uit een aanbod dat de leveranciers geven, vandaag bijvoorbeeld ‘total hours’, het enkelvoudig tarief²⁰ of dynamische tarieven²¹.
 - Het bestaande capaciteitstarief werkt (zie hoger) en dient bijgevolg behouden te blijven. Dat geldt inclusief de minimumbijdrage en de kostentoewijzing.

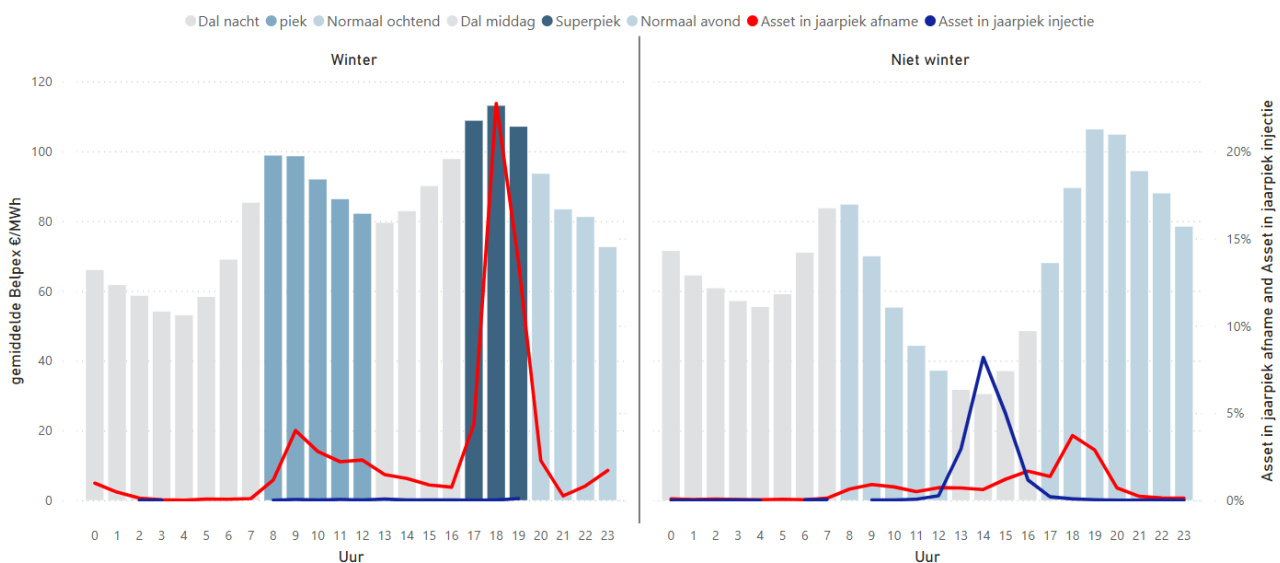
²⁰ Bijvoorbeeld gelinkt aan een verplicht aanbod van een vast prijscontract.

²¹ Bijvoorbeeld gelinkt aan een verplicht aanbod van een uur-spotprijs-gelinkt dynamisch prijscontract. Het aanbod van een zuiver dynamisch prijscontract is vandaag verbonden aan de vrijwillige en geïnformeerde toestemming van de klant om zijn kwartierwaarden te delen. Meer statisch/dynamische tijdsblokken (zoals de huidige dag/nacht) die voor alle klanten aangeboden kunnen worden (zonder expliciete toestemming) vergen een aanbod van een set van aggregaties die de leveranciers kunnen aanwenden voor de creatie van tijdsafhankelijke tarieven.

Impact van het nieuwe tijdschema

- Netten: Het nieuwe schema is **volledig in lijn** met de **netbelasting** bij afname en maakt een nieuwe daltarief periode voor hoge netbelasting bij injectie in de namiddag. Op dat moment kan de klant bijkomend zijn piek verhogen zonder financiële gevolgen, via een systeem dat piekreductie heet.
- Energiemarkt: De gekozen tijdsblokken zijn **meer in lijn** met de **marktprijzen** van de leveranciers. De meerderheid van de stakeholders (zie hoofdstuk 2) wil verder differentiëren op seizoensbasis. Bijvoorbeeld: een aparte prijs voor middagdal buiten de wintermaanden. Als netbeheerder juichen we dit voorstel toe, als databeheerder kunnen we de markt hierbij helpen. Aparte prijzen zetten (door de leverancier) op timeframes (de voorgestelde tijdsblokken of aggregaties ervan) die door Fluvius voor alle klanten beschikbaar worden gesteld, behoort dan tot de mogelijkheden.

Hierdoor ontstaat voor alle klanten een aanbod dat maatschappelijk gezien beter is dan de huidige dag/nacht, maar minder risicovol dan een zuiver dynamisch uurprijs-contract. De klant hoeft zijn individuele kwartierwaarden dan niet te delen met een commerciële partij. De energiemarkt lijkt vandaag vooral zelfstandig lage prijzen aan te bieden voor injectie maar geen voldoende hoge voor afname.



Figuur 3: De gemiddelde marktprijs per uur en per seizoen voor 2024 (linkeras) en jaarpieken van ongeveer 10.000 digitaal bemeten assets van Elia en Fluvius (rechteras). De assets zijn op basis van afschrijving financieel tegenover elkaar gewogen.

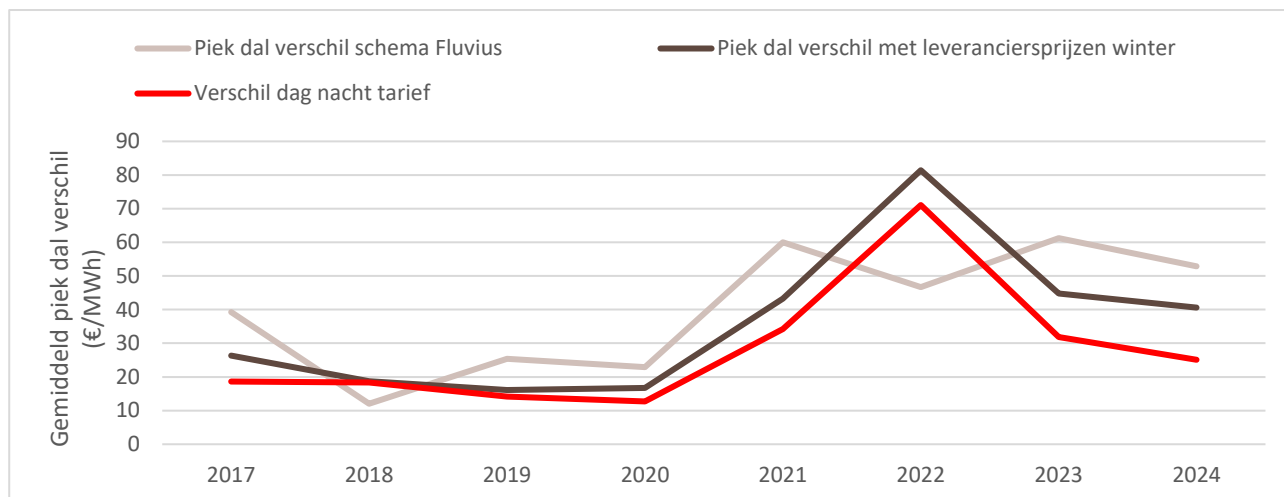
Impact op facturatie

Geeft het onderzochte schema een sterke incentive om verbruik weg te schuiven van de systeempiek? Ja, mits het onderdeel netgebruik, dat vandaag op enkelvoudig tarief²² wordt verrekend (9 euro/MWh = 0,9 eurocent/kWh) ook in ToU wordt omgezet. In de voorbije 8 jaar was de gemiddelde piek/dal verhouding een beperkte 10 €/MWh hoger in het voorgestelde ToU venster in vergelijking met dag/nacht-tarief. Bekijken we enkel de voorbije 2 jaar dan is het voorstel ToU 25€/MWh of dubbel zo hoog als dag/nacht-tarief. Voorspellingen (tot 2037) door Elia bevestigen deze waarde voor de toekomst.²³ Combineren we dit met het **meerverbruik** van 200 kWh in winter van **elektrische voertuigen** in **piek en superpiek** (zie Figuur 1), dan heeft dit verbruik een waarde **van 5 euro** om te verschuiven naar nacht. Een gemiddelde omvat niet helemaal het verhaal voor EV-klanten, omdat deze groep zeer divers laadt: individueel variëren de kosten tussen 0

²² Total Hours (enkelvoudig tarief).

²³ Adequacy and flexibility study for Belgium 2026-2036 – 10.6.2 DISTRIBUTION OF ELECTRICITY PRICES https://issuu.com/eliagroup/docs/adequacy_and_flexibility_study_for_belgium_2026-22?fr=sZGQ5Njg2NjM5NTg.

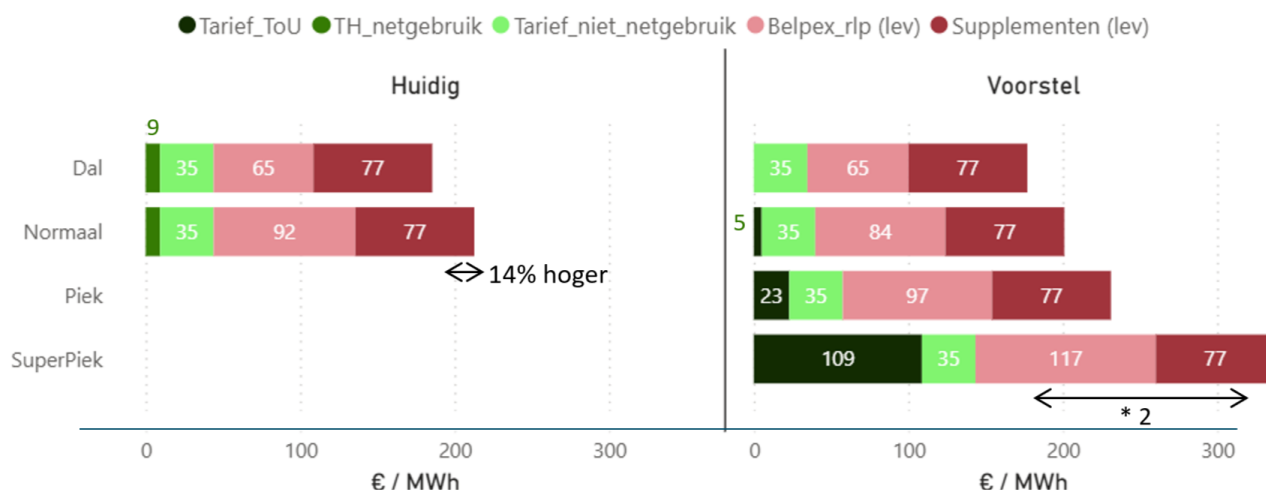
euro (schuift vandaag al of laadt maar zelden thuis) en 20 euro (laadt veel en frequent thuis in piek of superpiek).



Figuur 4: Verschil tussen de prijzen in het voorstel van Fluvius en het huidige dag-/nachttarief.

Passen we ToU echter ook toe op de TH van de netbeheerder volgens een schema gebaseerd op het basisschema LS&TransLS hierboven (of zie ook Figuur 56), dan wordt er 109 euro/MWh in superpiek toegevoegd en valt de TH-component netgebruik volledig weg in dalperiode. Daarmee gaat de piekdalverhouding van 14% naar 100% stijging.

De waarde van schuifbaar verbruik voor de gemiddelde klant met een elektrische wagen is daarmee opgekrikt naar 25 euro per jaar. Dat is gemiddeld, met een vork tussen 2 en 125 euro per jaar. Dat is een verviervoudiging ten opzichte van tijdsafhankelijkheid alleen op de marktprijzen. Dat is bovendien met een beperkte kostentoewijzing van 20% aan ToU op component netgebruik. Per bijkomende 10% extra toewijzing komt er eveneens 10 euro bij aan de gemiddelde jaarlijkse waarde van schuifbaar verbruik uit piek en superpiek voor deze groep.



Figuur 5: Links de factuur voor een klant die kiest voor dag/nacht-tarief (op figuur respectievelijk dal/normaal) bij de leverancier in 2024. Rechts een simulatie van de nieuwe ToU, gesteld dat die in voege zou zijn geweest in 2024. (De leverancier kiest hier dezelfde urenblokken als Fluvius)²⁴.

Impact op standaardklanten

In een klantenbevraging in 2023 omschreven klanten dit schema als intuïtief, maar ze waren er niet enthousiast over. Contra-intuïtief op de piek/dal-verhouding van 200% is dat de klanten in het algemeen bij ongewijzigd gedrag (de situatie bij het in voege gaan van dit tarief) geen financiële impact ervaren. Dat is het gevolg van, enerzijds, tarieven die een zero-sum-game²⁵ zijn. Anderzijds is het gemiddelde verbruik van klanten vrij gelijkaardig verdeeld over de ToU-periodes. Op zowel de nettarieven afzonderlijk als de totale factuur met keuze voor ToU of TH bij de leverancier, ziet geen enkele klant een stijging van meer dan 10%. In absolute cijfers zal 5% van onze klanten een stijging zien van 20 euro en 1% een stijging van minstens 50 euro.

Correlatie met de verschillende marktmechanismen die de energieprijzen beïnvloeden:

- Hoge marktprijzen gaan niet altijd gepaard met een maximale belasting van het distributienetwerk.
- De hoogste belasting van het distributienetwerk valt niet noodzakelijk samen met pieken in de marktprijzen.

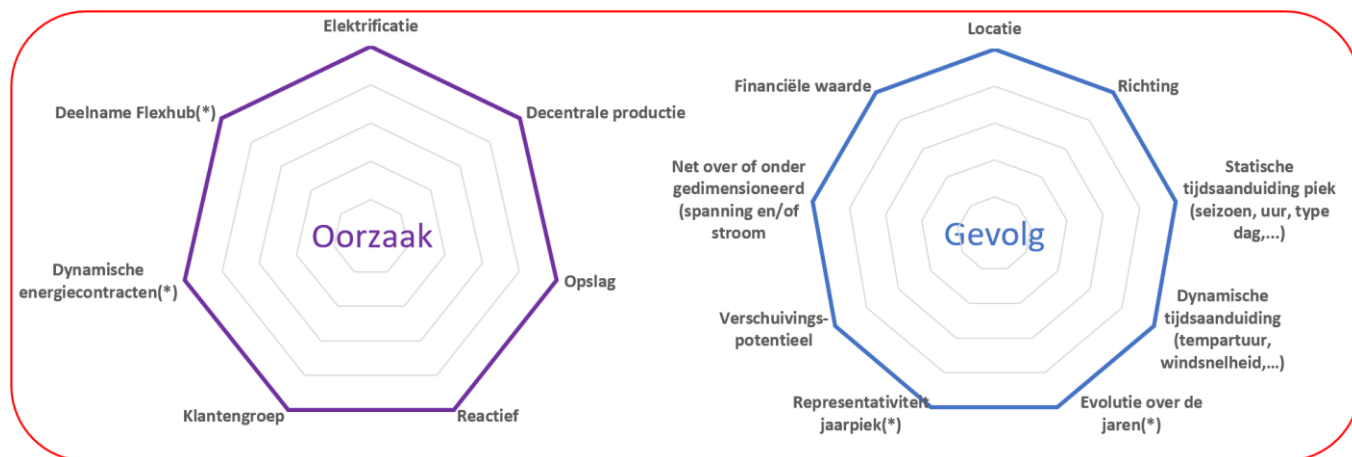
²⁴ 'Tarief_niet_netgebruik' omvat kWh-tarief normaal openbare dienstverplichtingen, tarieven voor de toeslagen, tarieven met betrekking tot overige transmissiekosten, en databeheer laagspanning – meetregime: maandelijks/jaarlijks.

²⁵ Een situatie waarbij een voordeel voor de ene partij noodzakelijk moet leiden tot een even groot nadeel voor een of meer andere partijen. Het geheel blijft daardoor onveranderd.

1.2 Methodiek

1.2.1 Welke variabelen definiëren stabiele ToU-zones?

Deze studie doet een beroep op het financieel sturingsdatamodel van Fluvius. Aan dit model voegen we enkele variabelen toe, aangeduid met (*), om een antwoord te bieden op de openstaande vragen van de vorige studie in 2023 en de feedback van stakeholders.



Figuur 6: Overzicht van de gebruikte variabelen in deze studie. Rechts het gevolg van klantgedrag dat resulteert in systeempieken op het distributienetwerk. Systeempieken zijn te beschrijven met deze variabelen. Links de mogelijke veroorzaker van het verbruik op dat moment.

Het gevolg van klantverbruik zijn pieken op ons netwerk – dit is dan ook het belangrijkste uitgangspunt voor de bepaling van tijdsafhankelijke tarieven. De jaarpiek van onze assets beschrijven we als volgt:

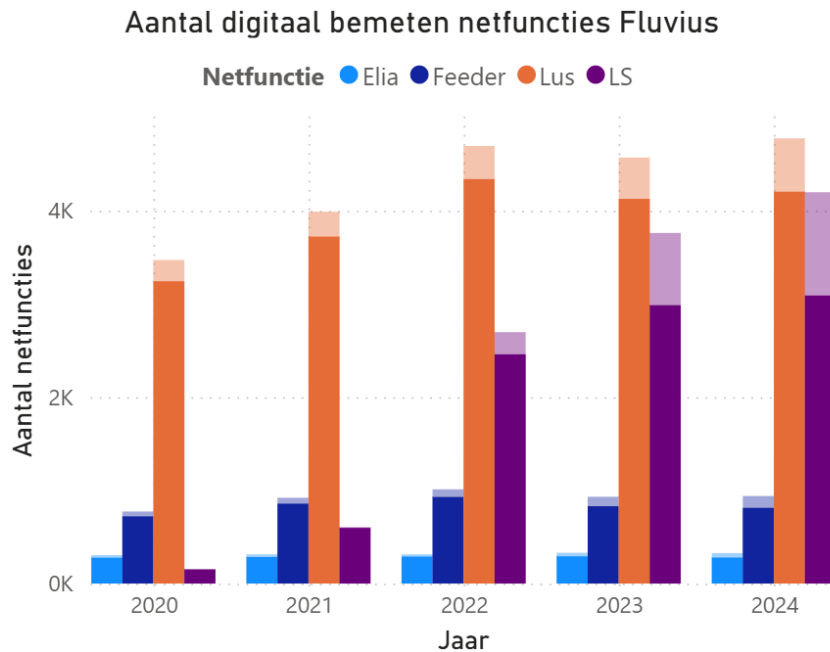
- **Locatie:** een piek in Antwerpen is niet hetzelfde als een piek in De Panne. De regulator vraagt ons in deze fase enkel tijdsafhankelijke tarieven te onderzoeken, niet plaatsafhankelijke tarieven.
- **Richting:** zowel afname als injectie komen aan bod.
- **Statische tijds aanduiding:** tijds aanduiding met een op voorhand gekende datum, zoals seizoen, type dag (werkdag, weekend, feestdag, schoolvakantie of niet) en uur.
- **Dynamische tijds aanduiding:** weersfactoren zoals temperatuur of windsnelheid zijn niet jaren op voorhand te voorspellen.
- **Evolutie over de jaren (*):** Een netbeheerder investeert voor de hoogste piek voorspeld voor een langere periode. In deze variabele kijken we hoe de piek evolueert doorheen de tijd.
- **Representativiteit van de jaarpiek (*):** Een methodiek voornamelijk gebaseerd op de jaarpiek is slechts zinvol als die jaarpiek geen uitzonderlijk fenomeen is. Is de beschreven statische of dynamische tijds aanduiding ook geldig voor tweede, derde, vierde, ... hoogste piek?
- **Verschuivingspotentieel:** verbruik met enkele uren verschuiven is waarschijnlijk realistisch in tegenstelling tot maanden verschuiven, gezien de huidige stand van technologie. In deze variabele bekijken we hoe scherp een piek is. Hoeveel kWh moeten we verschuiven voor relevante piekreducties en over hoeveel tijd?
- **Net over- of ondergedimensioneerd:** assets die momenteel zwaar belast zijn, hebben het meeste baat bij een financiële stuurprikkel. Een baat kan zich namelijk op korte termijn ontwikkelen.
- **Financiële waarde:** het is noodzakelijk de financieel gewogen waarde van elk asset mee te nemen. We werkten een soort cijnskiesstelsel uit: de piek van duurdere netfuncties zal meer meewegen in onze keuze om een bepaald tijdstip te nemen dan pieken van goedkopere netfuncties.

Oorzaak is in de assets niet meetbaar, want een stroom- en spanningsmeter weet niet wie verbruikt of waar energie vandaan komt. Bovendien zal productie die gelijktijdig is met verbruik van een andere klant, onder de asset geneutraliseerd worden. We noemen dat lokale zelfconsumptie. We gebruiken algoritmes om virtueel te kijken hoeveel de stroom op het piekmoment afkomstig is uit onderstaande gebruikers.

1. Elektrificatie
2. Decentrale productie
3. Opslag
4. Reactief vermogen
5. Klantengroep
6. Dynamische energiecontracten

1.2.2 Welke data zijn nodig voor deze simulatie?

We onderzoeken een ToU voor de nettarieven en dienen bijgevolg te voldoen aan de CEER-parameters²⁶. ToU-nettarieven dienen dus geparametriseerd te worden op netdata of geaggregeerde klantdata. In het kader van de digitaliseringsstrategie van Fluvius stijgt het aantal kwartiergemeten assets jaar na jaar. Net als vorig jaar filteren we onze dataset per asset op werking in de normale nettoestand. Periodes van verschakelingen door uitval of onderhoud worden telkens uitgesloten, omdat we klantgedrag wensen te onderzoeken, niet de kwaliteit van dynamisch netbeheer door Fluvius.



Figuur 7: Evolutie van het aantal digitaal kwartierbemeten netassets bij Fluvius. De donkere tinten zijn de assets met jaarpiek afname. De lichtere zijn het aandeel assets met jaarpiek injectie.

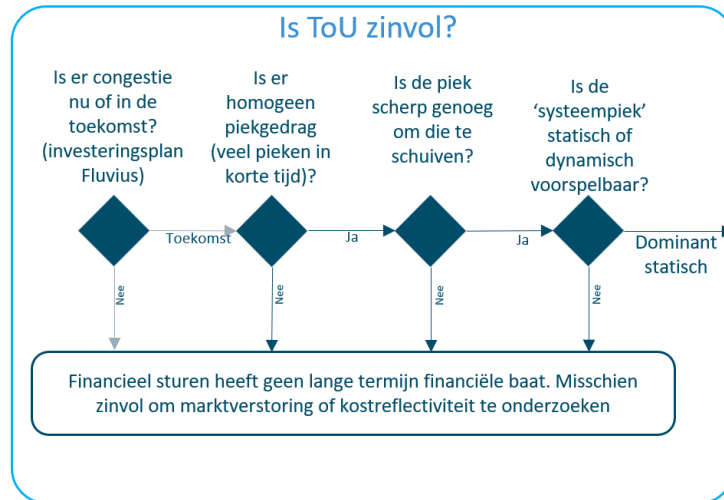
De netfuncties komen regelmatig terug in de grafieken, en definiëren we als volgt:

- ‘Elia’: de transformatoren en bijhorende assets die instaan voor de omzetting van hoogspanning naar middenspanning.
- ‘Feeder’: Feeders zijn middenspanningsverbindingen (kabels) tussen transformatorstations en schakelposten, of tussen schakelposten onderling, waarop geen distributie- of klantencabines zijn aangesloten. Ze kunnen bestaan uit individuele kabels of uit differentiaalbundels.
- ‘Lus’: Lussen zijn middenspanningsverbindingen waarop distributiecabines en/of klantcabines zijn aangesloten. De klantcabines kunnen rechtstreekse of ingeluste klanten zijn.
- ‘LS’: of Laagspanning. Hieronder verstaan we distributiecabines, inclusief delen van gemengde cabines, schakelposten of transformatorstations die ingezet worden voor laagspanningsdistributie, evenals de onderliggende laagspanningsnetten.

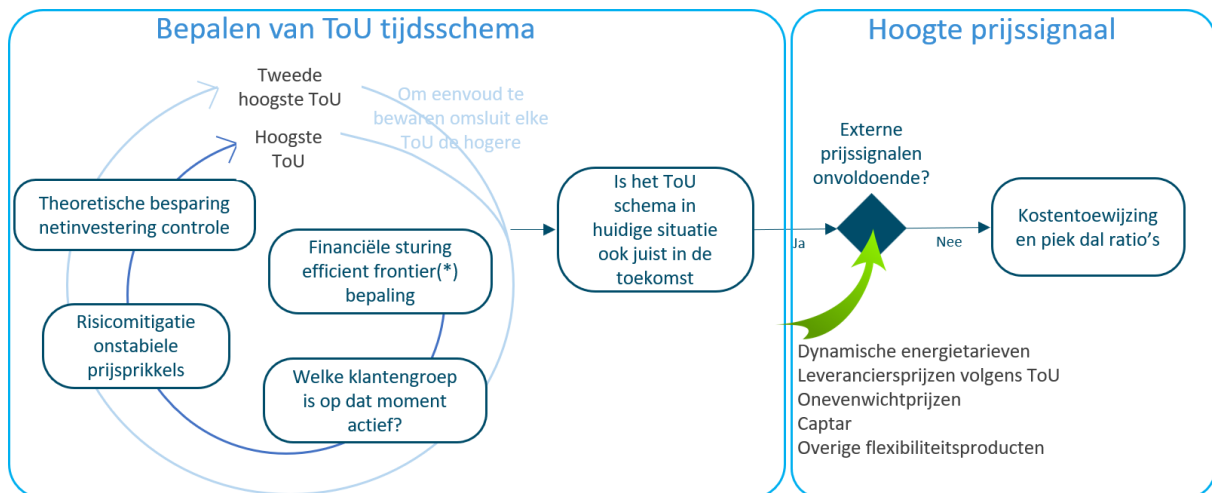
²⁶ Artikel 18 van de Elektriciteitsverordening.

1.2.3 Stappenplan tot bepalen van een ToU-signaal

Met een kleine tienduizend kwartiergemeten assets in combinatie met bovenstaande parameters, bekommen we al snel tientallen miljarden datapunten om een ToU op te kalibreren. Om deze complexe multiparameter optimalisatie-oefening naar mensenmaat te vertalen, gebruiken we onderstaande lineaire flow.



Figuur 8: Alvorens de ToU-zones te definiëren, is het noodzakelijk te onderzoeken of een statisch tijdsafhankelijk tarief een meerwaarde kan bieden. De hoofdvraag is of tijdsafhankelijke tarieven op de lange termijn baat hebben.



Figuur 9: Bekomen we vier keer 'ja' uit de flow in Figuur 8, dan gaan we verder met de bepaling van de ToU-zones en de piek/dalratio die daarmee overeenkomt. We doen dat met de huidige data en controleren het voorstel in de laatste stap met de klanten van de toekomst (producerend en geëlektrificeerd).

In het volgende hoofdstuk gaan we door elke stap in detail.

- 1.3.1 Homogeniteit piekgedrag en evoluties op het netwerk
- 1.3.2 Is de piek scherp genoeg om te kunnen schuiven?
- 1.3.3 Is de piek statisch of dynamisch voorspelbaar?
- 1.3.4 Bepalen van de statische ToU-combinaties per klantengroep voor afname
 - 1.3.5 Hoogte van het prijssignaal

1.3 Resultaten

Gebruik de vorige bladzijde, hoofdstuk 1.2.3 als inhoudstabel voor dit hoofdstuk 1.3. Het is het stappenplan om ToU te bepalen.

1.3.1 Homogeniteit piekgedrag en evoluties op het netwerk

Een van de hoofdredenen voor het onderzoek dit jaar is de evaluatie van het capaciteitstarief, geïntroduceerd op 1 januari 2023. We evalueren eerst hoe geconcentreerd de pieken op het netwerk zijn, en of daar een verschil ontstaat door bijvoorbeeld het capaciteitstarief. Vervolgens evalueren we de netevoluties die een wijziging sinds studie 2023² kunnen betekenen.

1.3.1.1 Hoeveel tijd van het jaar is het netwerk zwaar belast?

In 2024 waren er 8.784 uren, ofwel 366 dagen maal 24 uur per dag. Niet elk uur kent een even hoge belasting op het distributienetwerk. In 2024 had Fluvius slechts in 23% van de uren een asset die zijn hoogste jaarpiek had. Omgekeerd wil dat zeggen dat 77% van de tijd er geen enkele asset zijn jaarpiek had. Een financiële prikkel is op die momenten niet zinvol en kan eventueel tot marktverstoring gedrag leiden.

Bekijken we de 80% van de assets met de hoogste piekconcentratie, dan zien we dat hier slechts 3% van de tijd voor nodig is. Voor 50% van de assets met hoogste piekconcentratie komen we al op 0,71% van de tijd, ofwel een kleine zestig uren. Als we die specifieke uren zouden incentiviseren met een financiële prikkel, dan zou de helft van de assets van Fluvius al een reductie van de jaarpiek optekenen.



Leestip:

In dit document wordt verschillende keren verwezen naar de stemwaarde of het aandeel van netfuncties. De stemwaarde is voor het doel van deze studie berekend gewicht om de assets tegen elkaar af te wegen. Deze wordt als volgt berekend:

We berekenen eerst de stemwaarde voor elke netfunctie binnen de netfunctie categorie.

- *Voor transformatorstations herleiden we voor deze berekening tot de transformatoren die hoogspanning in midden spanning omzetten. De stemwaarde is de verhouding tussen de piek van de transformator en de som van alle pieken van alle transformatoren samen.*
- *Voor middenspanningskabels (feeder, lus, direct en open) is de stemwaarde de verhouding tussen de nieuwbouwwaarde van de kabel en de totale nieuwbouwwaarde van alle middenspanningskabels samen.*
- *Voor schakelposten is de stemwaarde de verhouding tussen de nieuwbouwwaarde van de schakelpost en de totale nieuwbouwwaarde van alle schakelposten samen.*
- *Voor distributiecabinen en onderliggend laagspanningsnetten nemen we enkel de bemeten cabines mee. De stemwaarde is de verhouding tussen het aantal EAN's die gevoed worden door de distributiecabine en het totaal van het aantal klanten die gevoed worden door alle bemeten distributiecabinen samen.*

Om tot een stemwaarde te komen per netfunctie die los staat van de netfunctie categorie vermenigvuldigen we de stemwaarde die per netfunctiecategorie berekend werd met de verhouding tussen de verschillende netfunctiecategorieën volgens de boekhouding van de DNB's. Deze stemwaarde wordt uitgedrukt als een percentage.

In dit document zijn heel wat visualisaties op de twee assen van volgende grafiek opgebouwd.

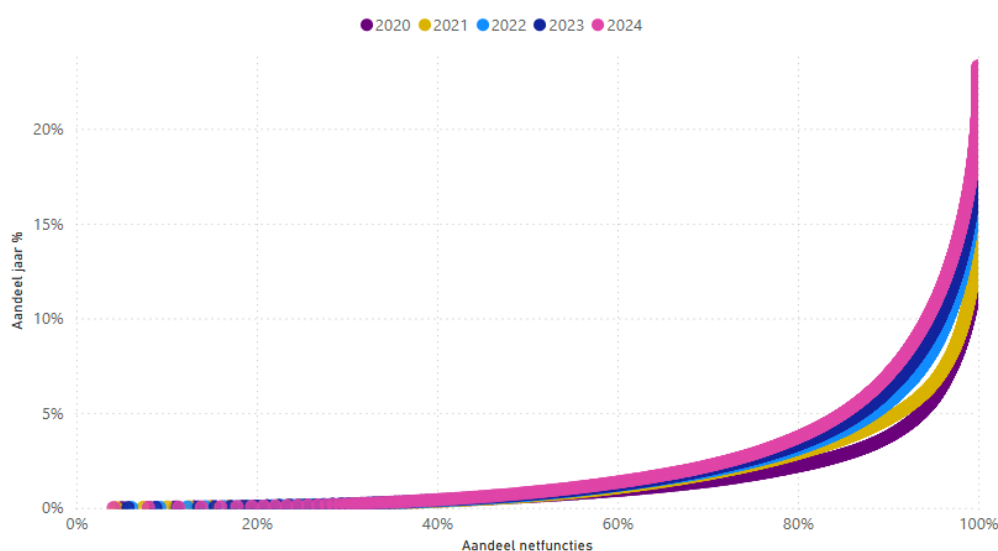
De y-as is het aandeel van het jaar. 366 dagen maal 24 uur is 100% van de tijd. Bijvoorbeeld, het winterseizoen is 25% van het jaar, 22.00 uur is $1/24^{\text{ste}}$ ofwel 4% van het jaar.

Op de x-as staat de cumulatieve som van de stemwaarde van de netfuncties.

Het teken van de jaarpiek bepaalt of de kost van de volledige asset bij afname of injectie thuishoort voor het bepalen van ToU-uren. Om injectiekosten op de factuur te verrekenen, zijn andere methodieken aangewezen. Dat komt nog aan bod in hoofdstuk 2.2.5.

We sorteren de grafiek op zo'n manier dat de datum-uur met de meeste financiële waarde linksonder staat. Het punt rechts daarvan is de som van de twee hoogste uren, het punt rechts daarvan de drie hoogste, enzoverder. Uiteindelijk komen we met de cumul van alle assets uit op 100%. Dat is het meest rechtse punt op de figuur.

De periodieke tarieven die Elia aan Fluvius doorrekent, worden toegevoegd aan de kosten van de transformatorstations. Die bestaan dus uit de kosten van het hoogspanningsnetwerk plus de kosten van Elia en Fluvius in de transformatorstations. Het aandeel van Fluvius is op die manier beperkt, waardoor deze netfuncties worden aangeduid als "Elia", zoals te zien in Figuur 7.



Figuur 10: Op de x-as het aandeel van de assets met hun jaarpiek afname. Op de y-as de tijd in het jaar nodig om de pieken te beschrijven. De grafiek toont de evolutie van de curve voor de beschikbare meetjaren, en geeft zo inzicht in de dynamiek en spreiding van piekmomenten over de tijd.

Conclusie: ook in 2024 is de homogeniteit van de pieken nog steeds zeer hoog. Een ToU kan werken, omdat er in een korte tijdspanne veel assets geïncentiveerd worden. Doordat het kort in de tijd is, kunnen klanten hun verbruik schuiven naar andere momenten.

Wel zien we dat de spreiding jaar na jaar toeneemt. Dat is enerzijds het gevolg van meer digitaal gemeten assets. Hoe meer assets, hoe groter de kans dat een asset afwijkt van het gemiddelde. Anderzijds kan dit ook door andere variabelen veroorzaakt worden, zoals het capaciteitstarief of dynamische tarieven. Dat bekijken we nu verder.

1.3.1.2 Evoluties op het net (metingen op het netwerk)

We zien voornamelijk dat het beleid heeft ingezet op productie van energie, en noteren daarom in deze richting de grootste aanpassingen. We starten met een evaluatie van de productie en evalueren vervolgens afname.

PRODUCTIE

Deze energietransitie is gekenmerkt door decentrale productie. Productie door wind en zon dient decentraal op vele plaatsen te worden geïnstalleerd, omdat de energiebron wind en zon daar lokaal onmiddellijk in elektriciteit wordt omgezet. Klassieke centrales daarentegen voeren hun brandstof in van over de hele wereld om lokaal in de centrale geconcentreerd om te zetten in elektriciteit. Fossiele brandstoffen kan je opslaan ter plaatse, maar zon en wind niet, waardoor decentrale productie niet altijd produceert. Dat heeft een sterke invloed op de energiemarkt en netbeheerder. We brengen hun interactie in kaart met de volgende visualisatie.



Hoe werkt onze visualisatie?

- *We bespreken de productie van zonnepanelen, windenergie en WKK (warmtekrachtkoppeling). We zullen dus per technologie dezelfde visualisatie gebruiken.*
- *De x-as bevat alle uren van het jaar 2024 (366 dagen * 24 uur). Dit zijn de zogenaamde datum-uren. De datum-uren zijn niet chronologisch weergegeven (dus niet van 1 januari 00u00 tot 31 december 23u45). We sorteren ze in volgorde van hoogste productie naar laagste per productietechnologie. Helemaal links staat dus het uur met de hoogste productie in het jaar en helemaal rechts het uur met de minste of helemaal geen productie. Deze visualisatie heet de vermogensduurcurve.*
- *De y-as rechts toont per grafiek hoeveel vermogen er per datum-uur actief is. Per decentrale productie is deze curve anders. Het is dus op basis van de besproken productietechnologie dat we alle data in deze grafieken sorteren.*
- *De y-as links toont telkens:*
 - *Linksboven: de marktprijs²⁷*
 - *Linksonder: het gemiddelde CO₂-equivalent per geproduceerde kWh²⁸*
 - *Rechtsboven: de injectiekosten voor Fluvius als geheel, dus niet per productietechnologie*
 - *Rechtsonder: de afnamekosten voor Fluvius als geheel, dus niet per productietechnologie*
- *We visualiseren bij elke technologie telkens dezelfde gegevens op de y-as. Ze worden echter anders gesorteerd volgens de vermogensduurcurve van de productietechnologie.*

We bespreken de resultaten per type decentrale productie afzonderlijk.

²⁷ Elexis Spot Belpex <https://my.elexys.be/MarketInformation/SpotBelpex.aspx>

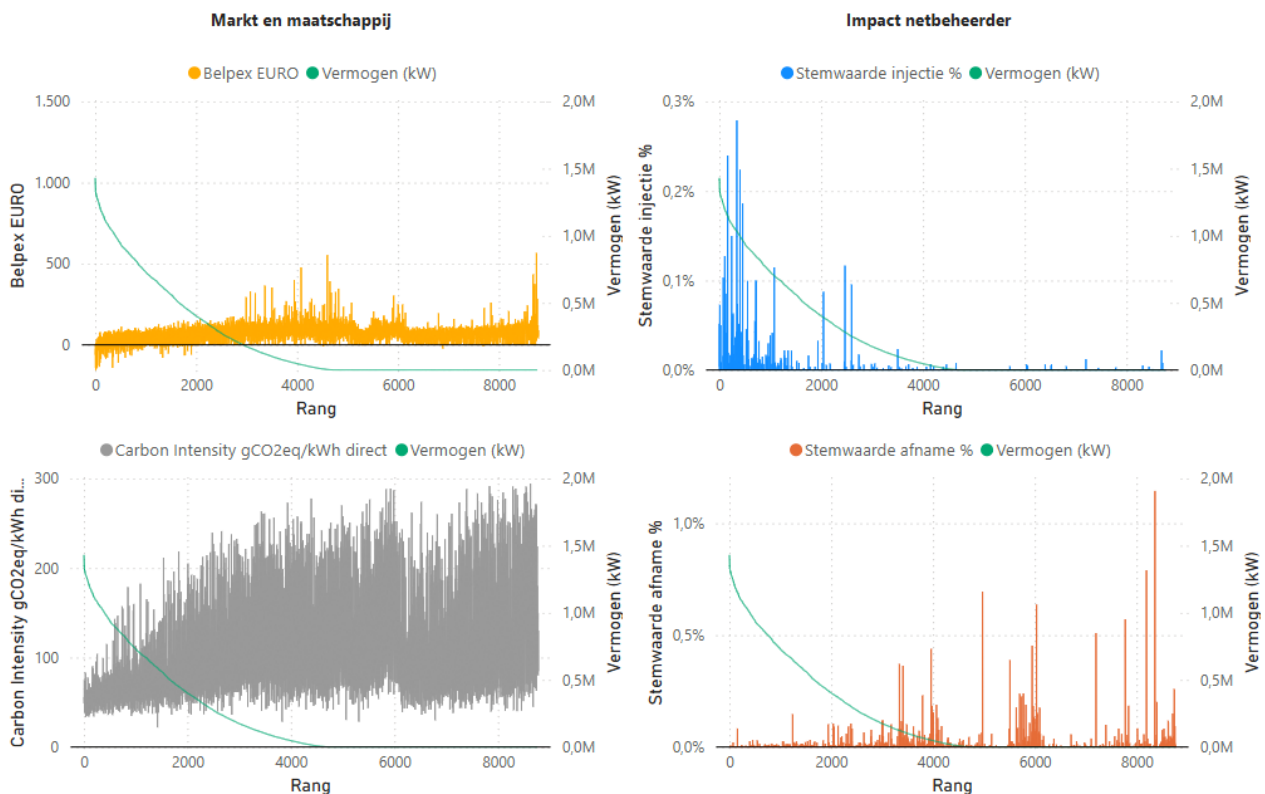
²⁸ Carbon Intensity gCO₂eq/kWh (direct) per uur <https://www.electricitymaps.com>

Zonnepanelen

Het zal niet verwonderen dat de vermogensduurcurve voor zonnepanelen de helft van de tijd op 0 kW ligt. Dan is het nacht en staat de aarde in de weg van de zonnestralen, waardoor de panelen niet produceren. De vermogensduurcurve tijdens de dagperiode loopt zeer steil op. De combinatie van veel zonnestralen bij een niet te warme temperatuur – want dan is het rendement hoger – komt dan ook maar beperkt voor in het jaar, typisch rond april of mei.

Zouden we in de top 5% datum-uren van het jaar de productie beperken (beperken wil niet zeggen uitschakelen), dan daalt de injectiepiek door zonnepanelen met 30% voor jaarpieken PV door prosumenten en zelfs met 40% bij klanten met een productiemeter PV. Voor slechts 1% van de tijd is dat al direct 10%.

De enorme piek aan zonne-energie vanuit het distributienet heeft een belangrijke invloed. Ze duwt de marktprijs naar laag of negatief, en doet bovendien de gemiddelde CO₂-uitstoot per geproduceerde kWh naar nul evolueren. Om dat op te vangen, heeft Fluvius veel assets met jaarpiek injectie. Maar het grote probleem zien we rechtsonder in de visualisatie: de jaarpieken afname zijn er hoofdzakelijk wanneer PV niet actief is, zoals 's nachts, of slechts zeer beperkt produceert. De uitdaging van PV is dus dat er vooral veel geproduceerd wordt als er weinig afname is. Het voorstel in deze studie met ToU probeert hierop in te spelen.



Figuur 11: De vermogensduurcurve en impact op de markt (links) en netbeheerder (rechts) voor PV.

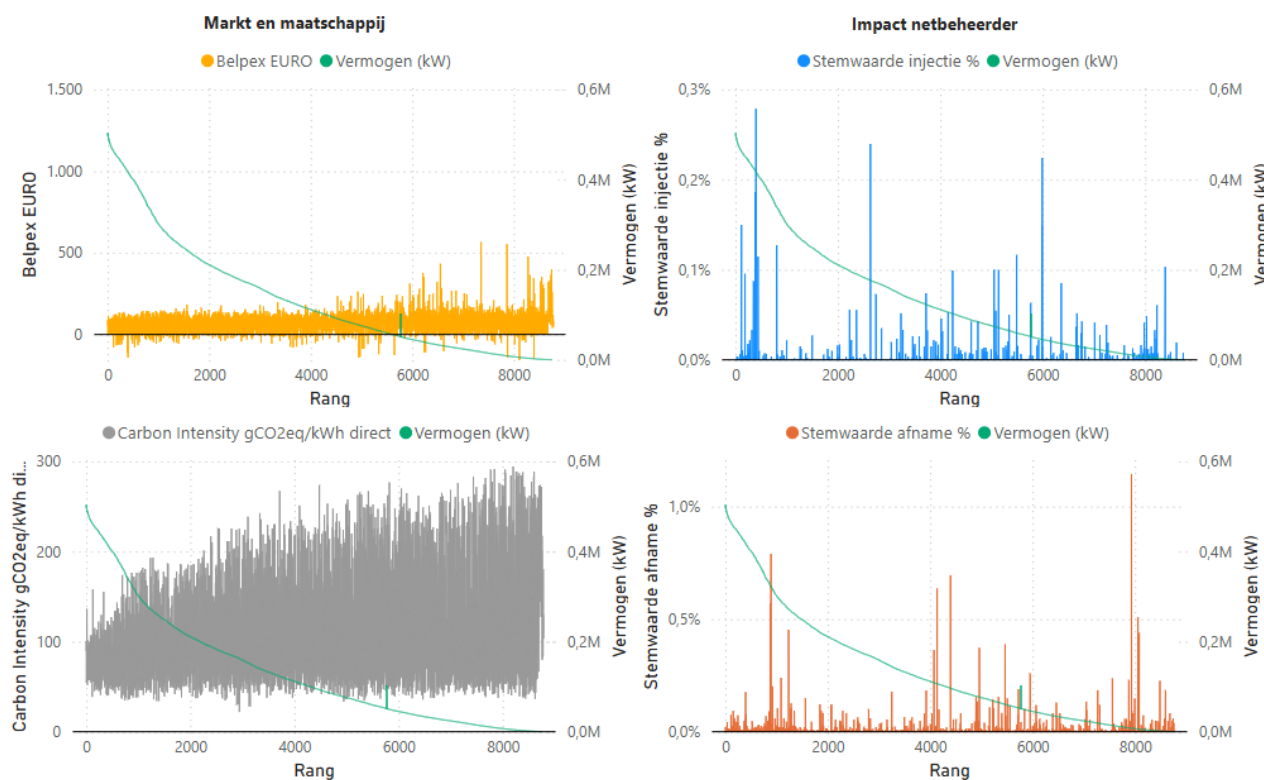
Wind

De vermogensduurcurve van de totale windenergieproductie in Vlaanderen, aangesloten op het distributienet, is veel vlakker dan die van PV. Wind kan nagenoeg het volledige jaar produceren.

De gemiddelde marktprijs correleert met eerder lage richtingscoëfficiënt met het vermogen van de windproductie. De marktprijzen correleren op hun beurt negatief met de gemiddelde CO₂-uitstoot per geproduceerde energie. Een interessante dynamiek zien we bij de netbeheerder. De injectie- en afnamekosten zijn voor elk type decentrale productie dezelfde per uur, maar zijn voor elke technologie anders gesorteerd.

De uren met hoge injectiekosten vallen niet samen met het maximale productiemoment van zon en wind afzonderlijk. De uren waarin het meest geïnjecteerd wordt op het net, komen namelijk voor wanneer er zowel veel wind is als veel zonne-energie. De wind doet de windmolens draaien én koelt ook de zonnepanelen af, waardoor hun rendement hoger is.

Veel wind sluit al meer aan bij momenten met veel afname, maar de hoogste afnamepieken blijven toch op momenten met weinig wind.

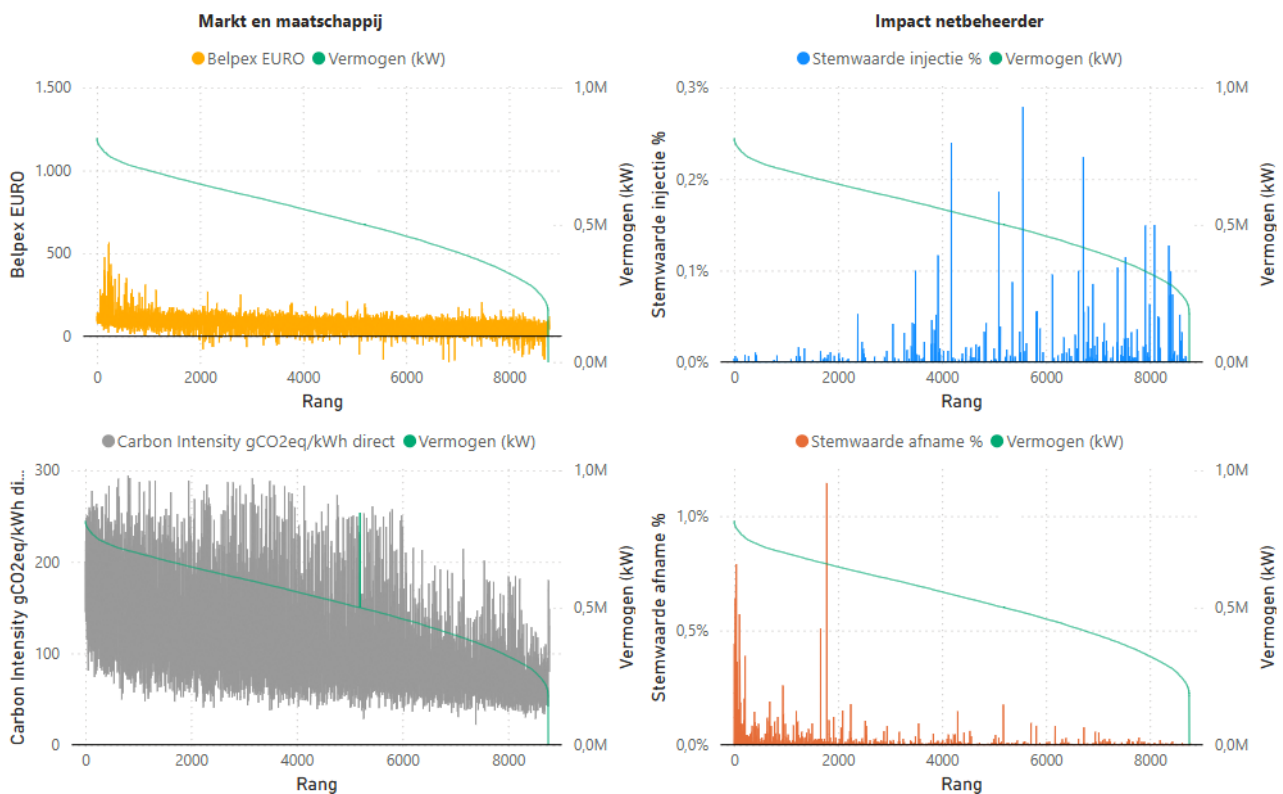


Figuur 12: De vermogensduurcurve en impact op de markt (links) en netbeheerder (rechts) voor wind.

WKK

WKK's geven voor de netbeheerder een ander beeld. Deze productie is het meest actief tijdens de jaarpieken afname, en draagt dus actief bij om deze te reduceren (zie grafiek rechtsonder). Dat zien we doordat er rechtsboven vrijwel geen injectiekosten zijn op het productiepiekmoment van WKK links. Piek is hier ook relatief – de vermogensduurcurve van WKK is de vlakste van alle productietypes.

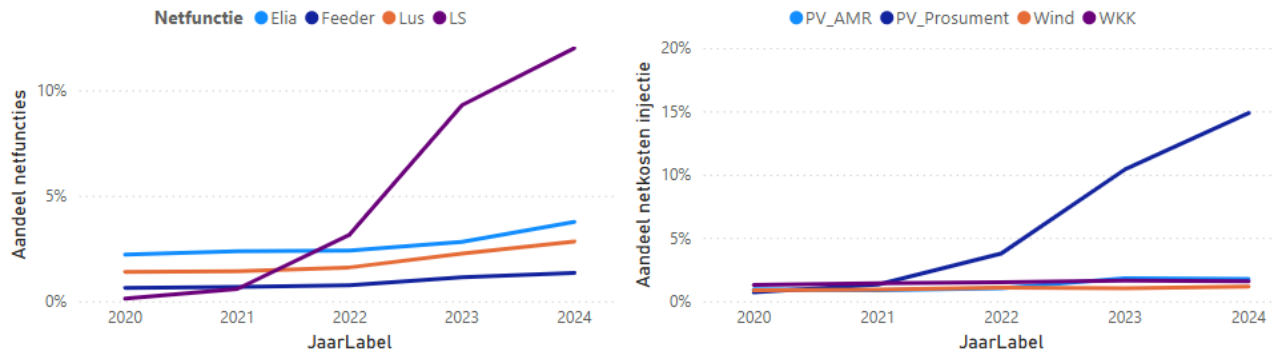
Het nadeel van WKK zit echter in de maatschappelijke impact. Het is niet WKK op zich die het effect genereert, maar het feit dat WKK precies volgens dezelfde logica werkt als fossiele centrales. Deze productiebronnen hebben een hoge marginale kost. Bovendien draaien ze op fossiele brandstoffen, waardoor de gemiddelde CO₂-uitstoot per geproduceerde energie stijgt.



Figuur 13: De vermogensduurcurve en impact op de markt (links) en netbeheerder (rechts) voor WKK.

EVOLUTIE PROSUMENTEN IN DE INJECTIEKOSTEN

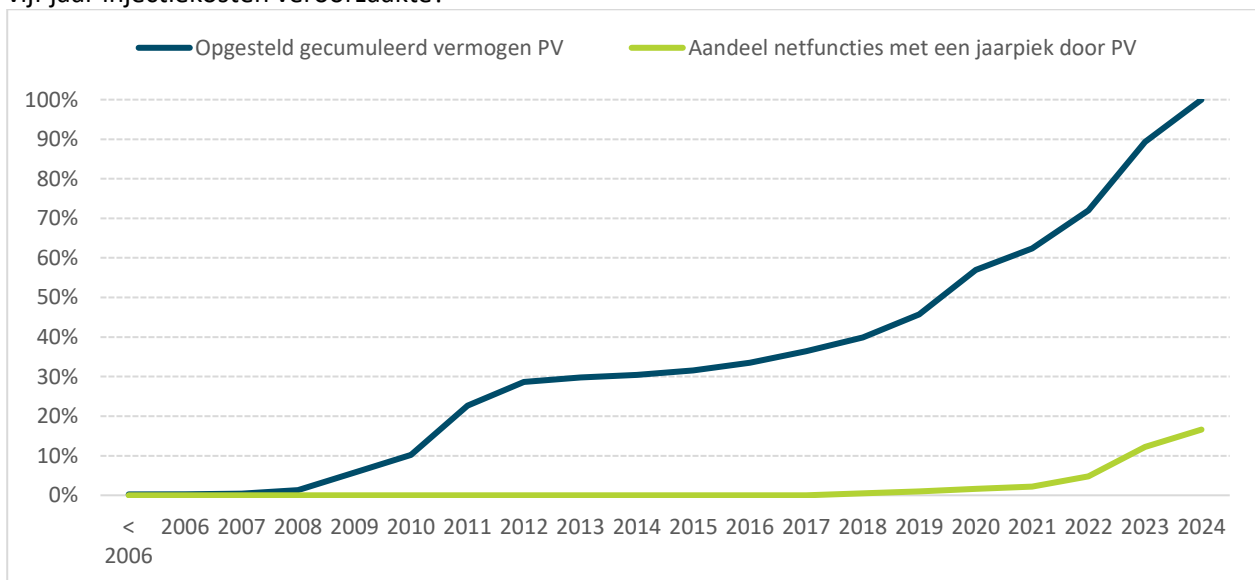
We stellen in Figuur 14 vast dat het aantal assets met een jaarpiek injectie vervijfvoudigd is van 4% naar 20% in vijf jaar tijd, voornamelijk door de toename van prosumenten op laagspanning.



Figuur 14: Het aandeel van injectie in de kosten per jaar en per netvlak (links) en per type producent (rechts). De stijging in laagspanning blijft aanhouden in 2024. Let wel, 2021 en 2022 bevatten relatief weinig digitale distributiecabinen, zoals gevisualiseerd in Figuur 7. Mogelijk is de impact daar onderschat met maximum enkele procenten.

Zie 1.3.1.1 voor de leestip die beschrijft dat wanneer de jaarpiek een injectiepiek is, de volledige kost van de asset bij injectie wordt toegevoegd.

Hoe komt het nu dat PV, dat sinds ongeveer 2008²⁹ een relevante gestage opmars kent, pas in de voorbije vijf jaar injectiekosten veroorzaakte?



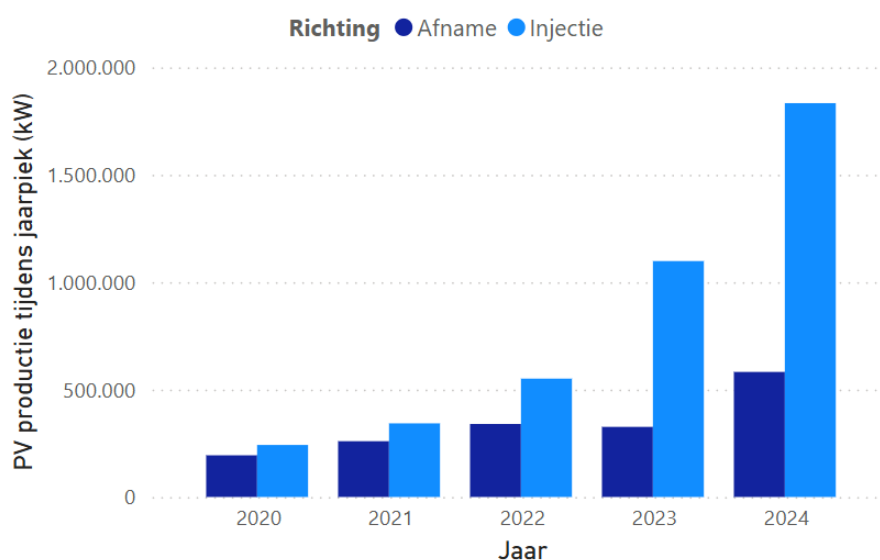
Figuur 15: De gecumuleerde opmars van opgesteld vermogen PV. Vermenigvuldig het percentage met 7 GW om de absolute waarde in 2024 te kennen. In groen: het aandeel injectiekosten PV ten opzichte van de totale afschrijfkosten van Fluvius.

²⁹ De opgestelde vermogens PV gemeld bij Fluvius zijn publiek raadpleegbaar via de energiekaart: <https://www.vlaanderen.be/veka/energie-en-klimaatbeleid-in-cijfers/energiekaart>.

Het antwoord zit in de chronologie. Productiebronnen op distributie zijn geïntroduceerd in een volledig voor consumptie ontwikkeld netwerk. De eerste zonnepanelen waren helemaal onzichtbaar voor een netasset van Fluvius door de eigen consumptie (als klant achter je eigen meter) en lokale zelfconsumptie (productie gaat bijvoorbeeld via de distributiekabel naar een buurman zonder de distributiecabine te passeren). Om de lokale zelfconsumptie te doorbreken, zijn een minimum aantal productie-installaties nodig, zodat de injectie waarneembaar is op assetniveau. Vanaf dat punt kunnen zonnepanelen de jaarpiek afname beginnen te reduceren. Sommige assets hadden historisch gezien immers hun jaarpiek afname in de namiddag tijdens de zonnige maanden.

In het vorige decennium, waarin het opgestelde vermogen tot 3 GW ging, deden prosumenten de jaarpiek afname meer dalen dan dat ze injectiepieken creëerden, uitgedrukt in kW. Prosumenten werden aangerekend op basis van kWh-afname die ongeveer 30% lager uitkomt dan bruto consumptie. Voor klanten met netto kWh ('terugdraaiende teller'), was er het prosumententarief om gemiddeld de bruto kWh te evenaren.

In dit decennium is de situatie echter omgekeerd. De bijkomende PV (bovenop 3 GW), komt op plaatsen waar de jaarpiek injectie hoger of gelijk aan de jaarpiek afname is. Tussen 2022 en 2023 kwam er een recordaantal van 1,2 GW zonnepanelen bij. De injectiepieken op het net stegen op dat moment met 550MW, dus ongeveer de helft van het opgesteld vermogen kwam erbij. In 2024 kwam er 750MW extra PV bij en dat is ook ongeveer de waarde waarmee de injectiepieken verder stijgen.

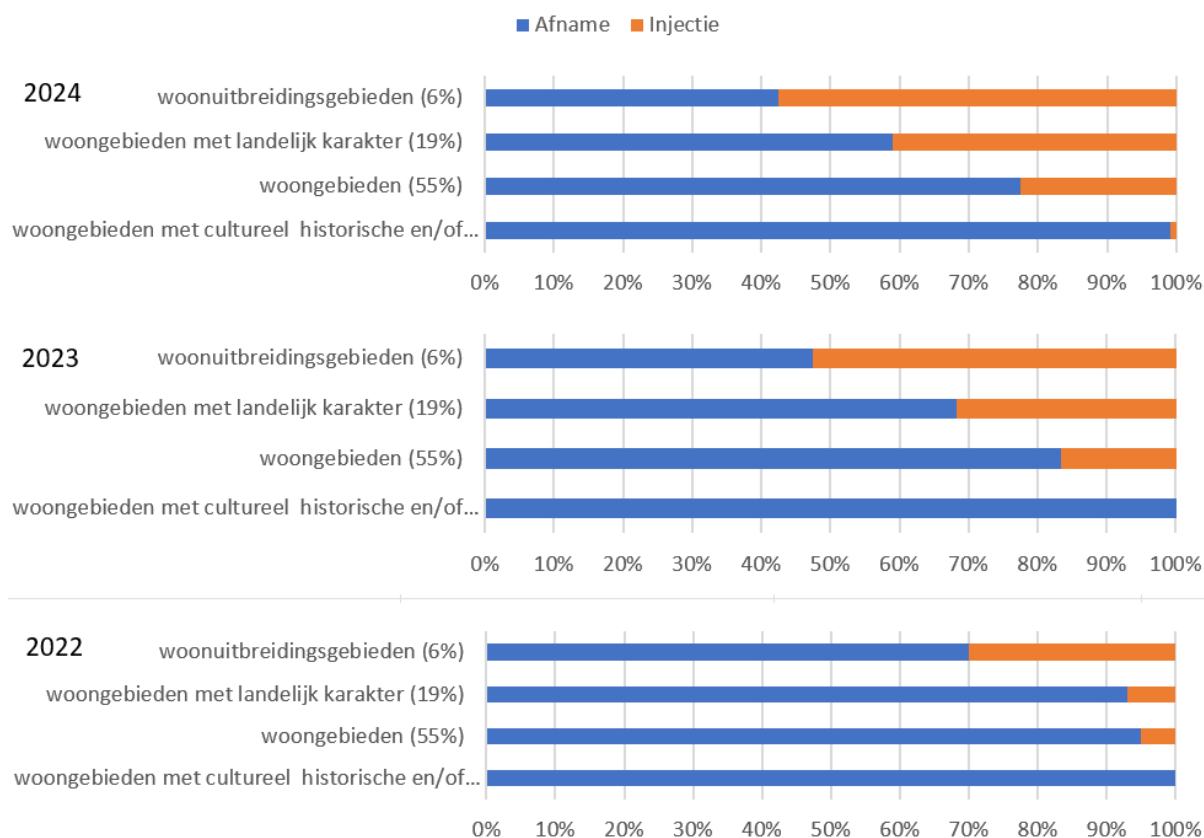


Figuur 16: De som van productie in kW tijdens de jaarpiek injectie en de jaarpiek afname van onze assets. De reductie van jaarpieken afname stagneert tussen 2022 en 2024, maar op de assets met reeds een injectiepiek stijgt de injectie verder. Let wel, (1) dit resultaat geldt enkel voor de gemeten assets en is dus onderschat (2) 1 kW opgesteld vermogen bij een klant kan meerdere malen voorkomen, wanneer die bijvoorbeeld de piek van alle assets boven hem beïnvloedt.

Een bijkomend element is de locatie van de zonnepanelen. In sommige Vlaamse wijken zijn zonnepanelen de norm, in andere eerder een zeldzaamheid. We plotten de distributiecabines met hun jaarpiek-richting op het gewestplan³⁰. In 'woongebieden met cultureel historische en/of esthetische waarde', wat overeenkomt met bijvoorbeeld de binnenstad van Gent of het marktplein in kleinere steden, zijn er nagenoeg geen cabines met injectiepiek te vinden. Op onroerend erfgoed komen geen zonnepanelen, om de authenticiteit te bewaren,

³⁰Het omgevingsplan is te downloaden op <https://omgeving.vlaanderen.be/nl/ruimtelijk-beleid-en-planning/bestemmingsplannen-grups-gewestplan/gewestplan> (raadpleging in december 2024).

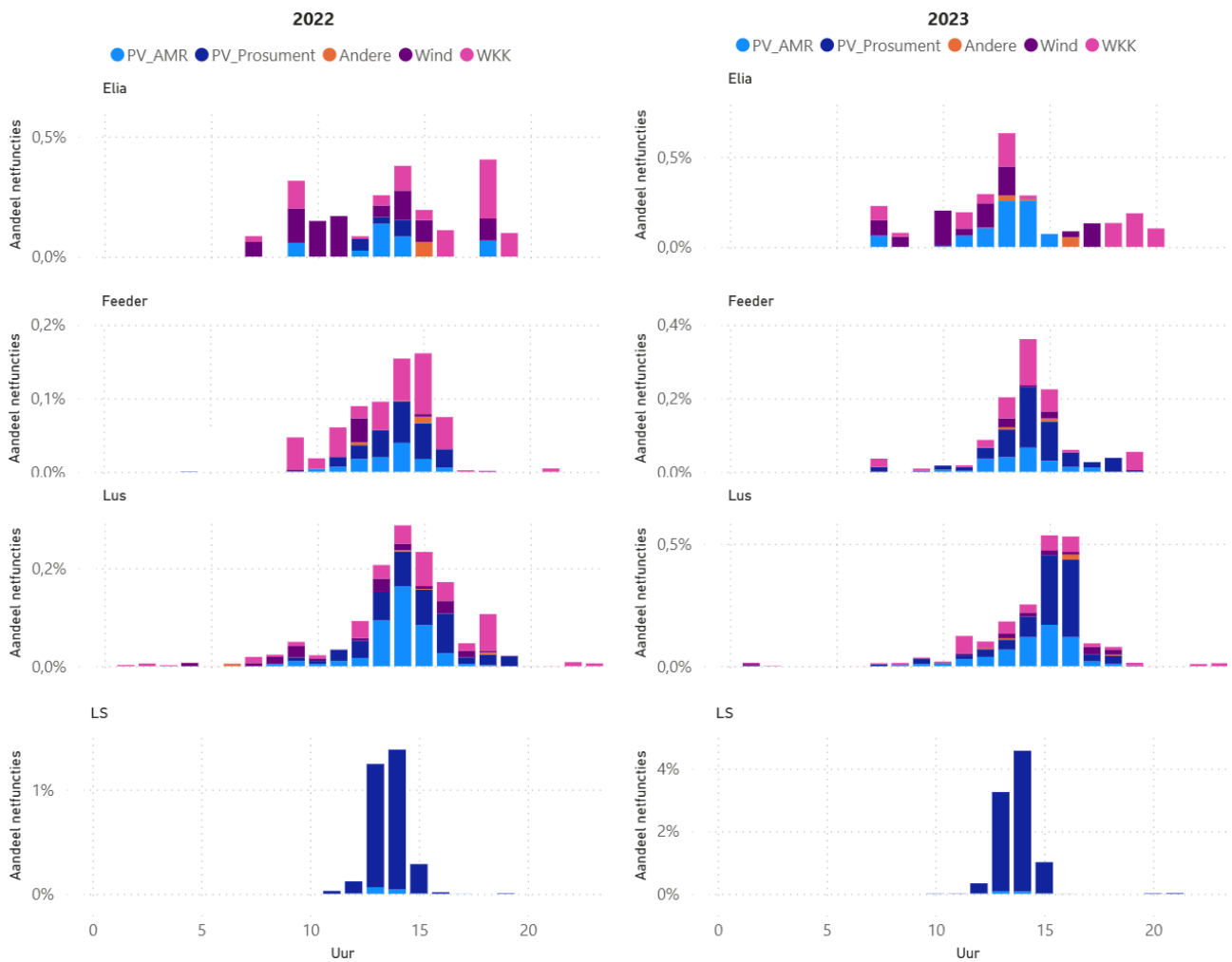
en de gebouwen daarrond zijn meestal appartementen met gedeeld dak beheerd door de Vereniging voor Mede-Eigenaars. Die complexiteit maakt zelfs met energiedelen de plaatsing complexer, waardoor ze gemiddeld uitblijft. Eventueel kan stekker-PV hier enige soelaas brengen, maar dat zullen we moeten opvolgen. De beperkte productie staat wel los van de introductie van elektrificatie. Specifiek (semi-)publieke laadpalen vinden wel hun ingang in de stadskern. Buiten de stadskern laten zonnepanelen zich wel gelden met een enorme groei in verhouding injectiepieken/afnamepieken. We evalueren in hoofdstuk 1.3.4.2 (Controle voor de toekomstige klanten) hoe de trend zich doorzet voor het gemiddelde net.



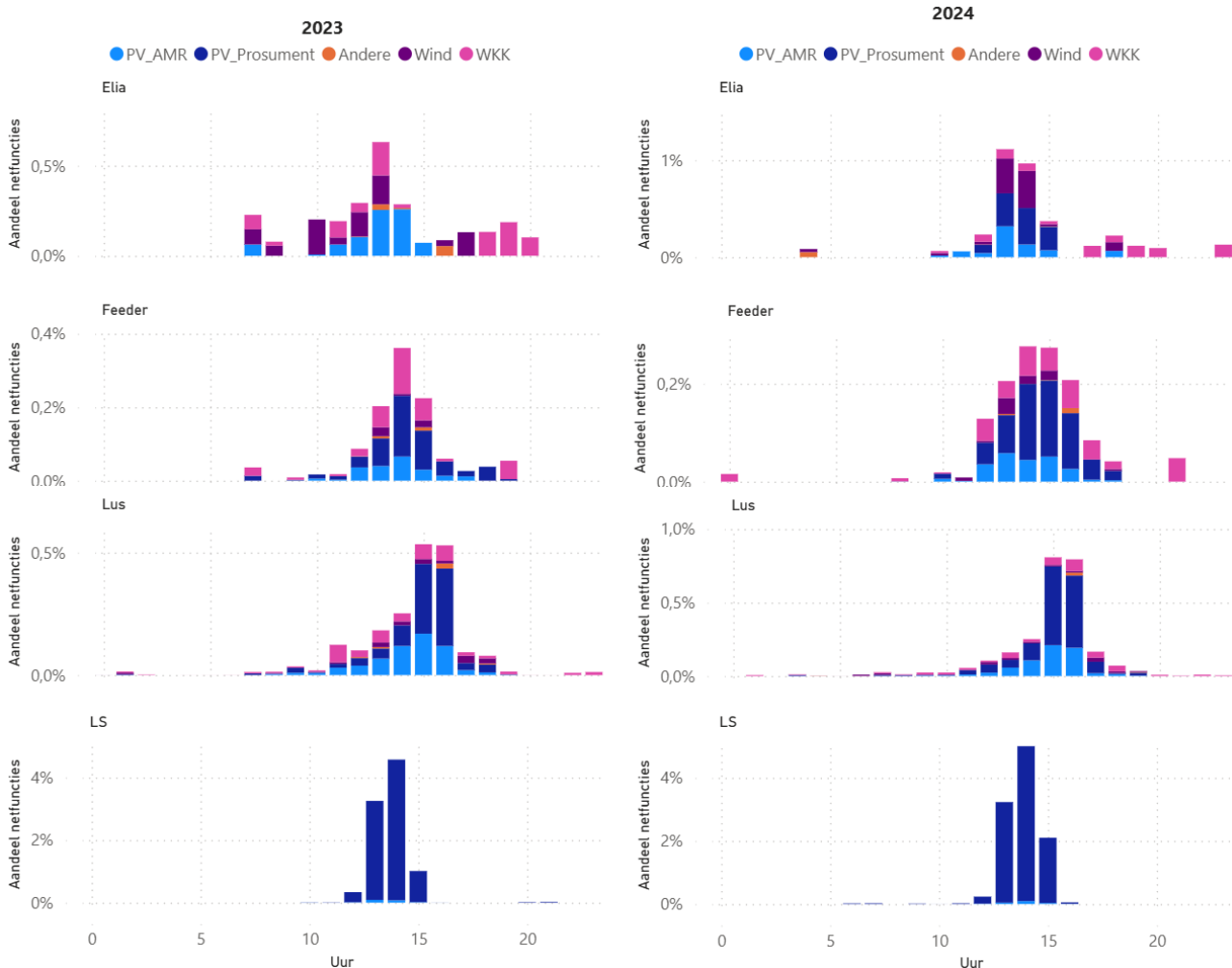
Figuur 17: De verhouding afname-/injectiepiek van onze distributiecabinen op basis van locatie in het gewestplan. Bij elke classificatie is uitgedrukt in procent hoeveel deze zone van onze distributiecabinen bevat.

De sterke stijging van PV doet ook het piek uur van de assets verschuiven naar de middagzon. Drie op de vier assets hebben hun jaarpiek om 13, 14 of 15 uur. De jaarpiek is de som van alle types productie, minus de zelfconsumptie achter de klantmeter en minus de lokale zelfconsumptie achter de meter op het net.

Figuur 18 (2022-2023) en Figuur 19 (2023-2024) tonen de injectiekosten in relatie tot het type decentrale productie.



Figuur 18: De kostenbijdrage in procent ten opzichte van de volledige afschrijfkost per uur en jaar in de kolommen en per netvlak in de rijen (evolutie van 2022 naar 2023).



Figuur 19: De kostenbijdrage in procent ten opzichte van de volledige afschrijfkost per uur en jaar in de kolommen en per netvlak in de rijen (evolutie van 2023 naar 2024).

EVOLUTIE OVER DE NETVLAKKEN

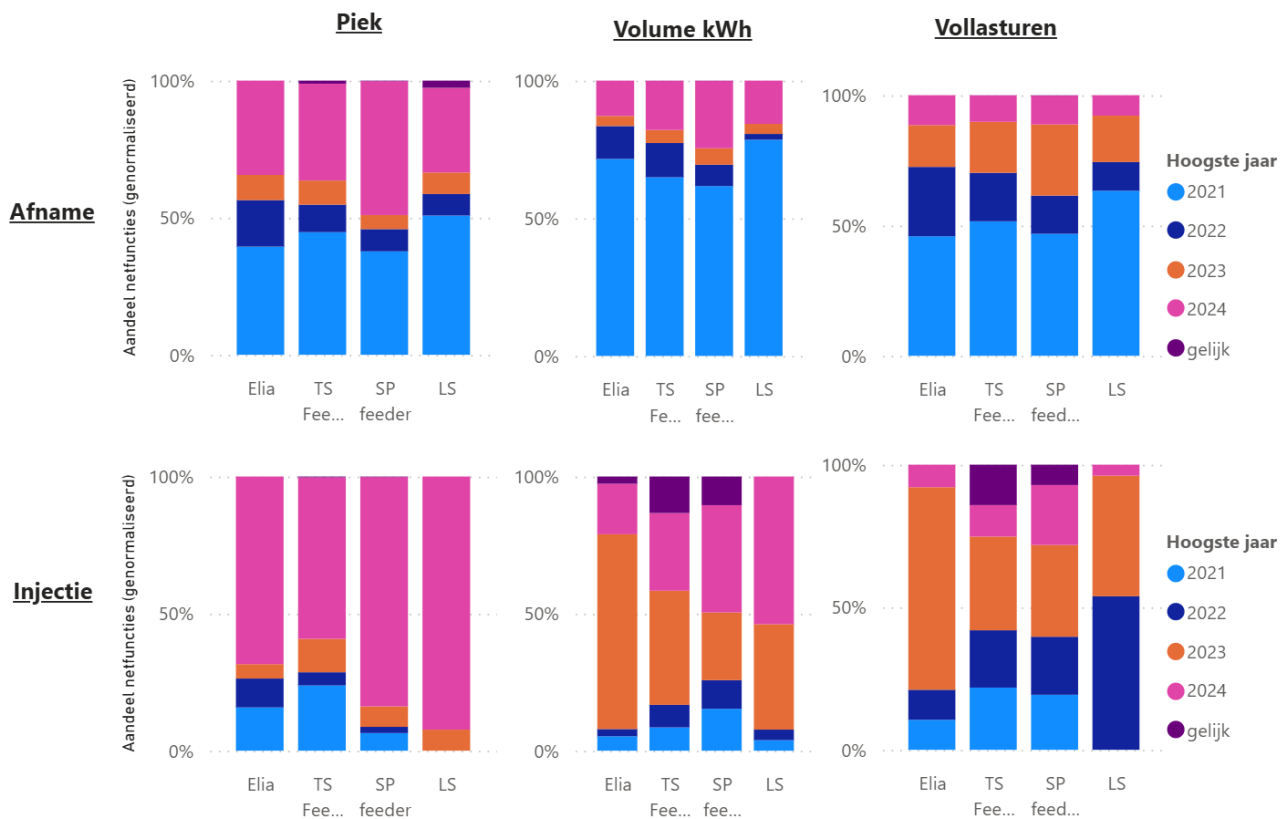
We evalueren per netfunctie wanneer het hoogste verbruik, de hoogste jaarpiek en de hoogste vollasturen gemeten zijn.

Koude werd in de studie twee jaar geleden² aangetoond als belangrijke voorspeller van pieken en verbruik. Dat wordt herbevestigd in 1.3.3.

De meeste assets hadden hun hoogste jaarverbruik in 2021, met 12% van de tijd onder 3°C (tegenover 8% in 2023 en 7% in 2024, gemeten in Ukkel³¹). Het aantal zonnepanelen met lokale zelfconsumptie bij de burgers was toen uiteraard ook nog lager dan de jaren daarna. De hoogste piek wordt op alle niveaus waargenomen, ongeveer de helft in 2021 en de helft in 2024. In combinatie met het hoogste verbruik in 2021 is het dan ook geen toeval dat er maar weinig assets hun hoogste vollasturen hadden in 2024.

³¹ Alle weersvariabelen opgenomen in deze studie hebben als bron <https://open-meteo.com/en/docs/historical-weather-api>.

Voor injectie is de situatie beduidend anders. 2024, het jaar met de hoogste opgestelde productiecapaciteit, is duidelijk het meest vertegenwoordigd. De meeste assets hadden dus geen jaarpiek in 2024, maar afhankelijk van bewolking en andere elementen niet per se het hoogste aantal kWh.

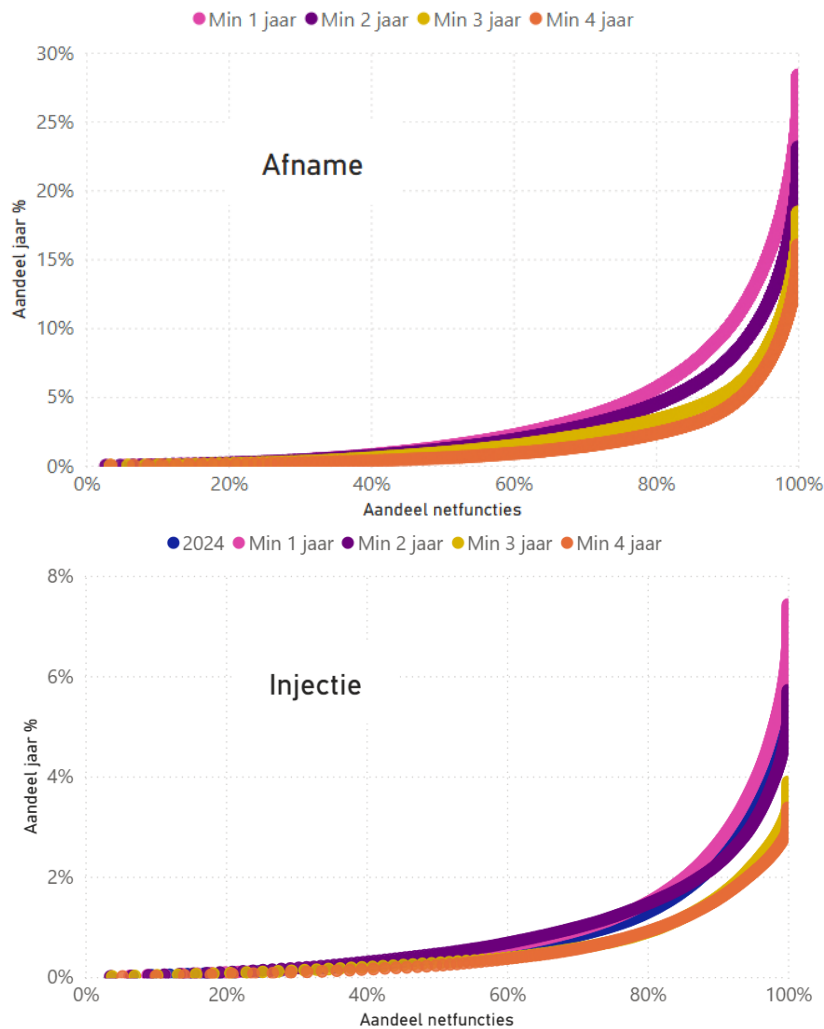


Figuur 20: Analyse van de assets met data in 2021, 2022, 2023 en 2024 per netvlak. We visualiseren hoeveel procent van de assets hun hoogste waarde hadden in 2021, 2022, 2023 of 2024. In de kolommen: jaarpiek, bruto verbruik (kWh) en vollasturen. In de rijen: bovenaan de analyse voor assets met jaarpiek afname in 2024. De rij daaronder voor assets met jaarpiek injectie in 2024.



Figuur 21: Analyse in zes kwadranten volgens Figuur 20. We visualiseren de stijging (positief) en daling (negatief) van pieken, volumes of vollasturen. We tonen telkens de mediaan per netvlak, omdat de extreme waarden doorgaans het gevolg zijn van herschakelingen in het net, niet van klantgedrag.

Evolutie of niet, netten worden aangelegd voor de extreme momenten. We willen namelijk ook energie kunnen leveren als het hard vriest, stormt of zonnig weer is. We presenteren hieronder dus de curves die we gebruiken in ons onderzoek. Dat werkt met de hoogste piek gemeten over meerdere jaren. We konden namelijk onvoldoende aantonen dat er structurele verschillen bestaan tussen de jaren.



Figuur 22: Plot van de dynamische curve op het moment van de hoogste piekwaarde gemeten over alle jaren. We maken een verschil waarbij er minimaal één, twee, drie of vier jaar data per netfunctie beschikbaar moeten zijn. Voor injectie is eveneens data pieken enkel 2024 eveneens toegevoegd.

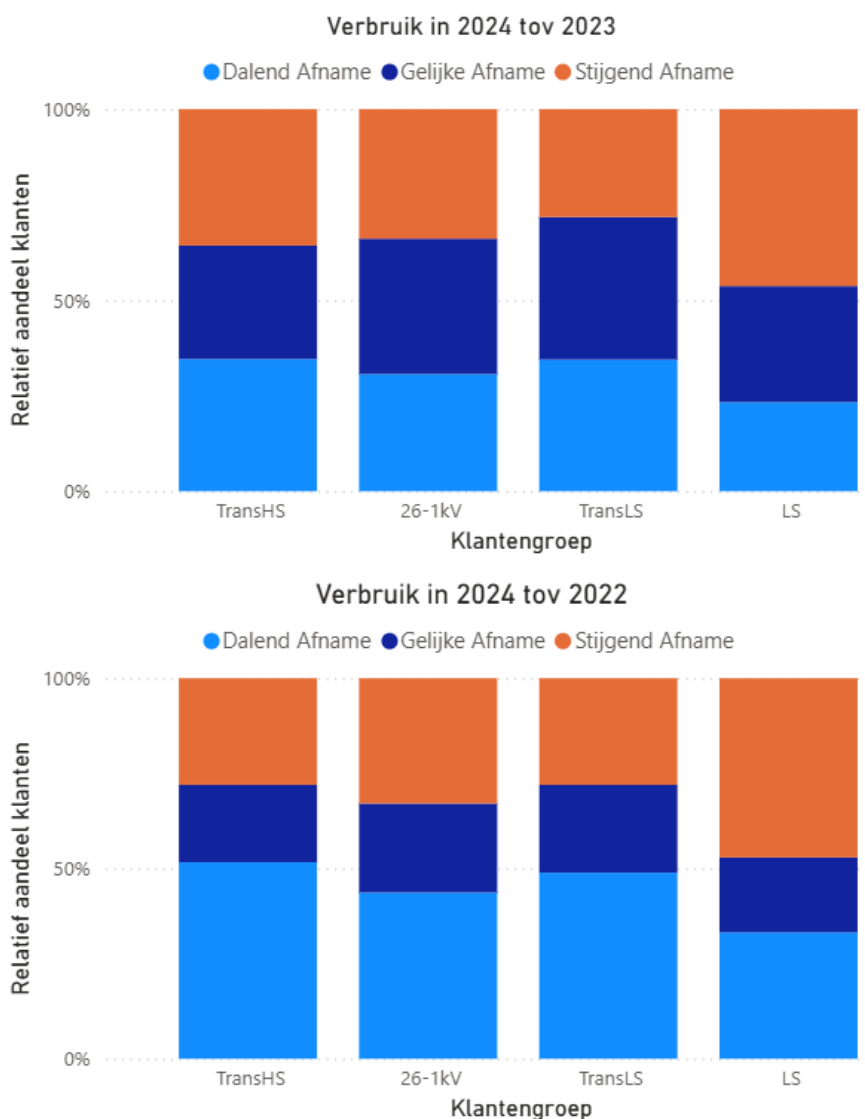
We concluderen dat 2023 en 2024 zich door de introductie van het capaciteitstarief niet zodanig anders gedragen op de synchrone piek, dat de jaren daarvoor onbruikbaar zouden zijn. Voor de studie, het bepalen van ToU in hoofdstuk 1.3.4, maken we gebruik van volgende tijdsreeksen:

- Voor afname: de tijdsreeks waarbij we hoogste jaarpiek gebruiken, gemeten over alle beschikbare jaren (minstens één jaar). Voor sommige netfuncties is dat dus gemeten over vier jaar, voor andere slechts één jaar. Dat is zuiver afhankelijk van de startdatum van digitale meting van de netfunctie.
- Voor injectie: de tijdsreeks van 2024, om zo goed mogelijk aan te sluiten bij de heel sterke ontwikkeling van PV ten opzichte van andere decentrale productie.

1.3.1.3 Evoluties van onze klanten (meting op de facturatiemeter)

GLBAAL OVERZICHT

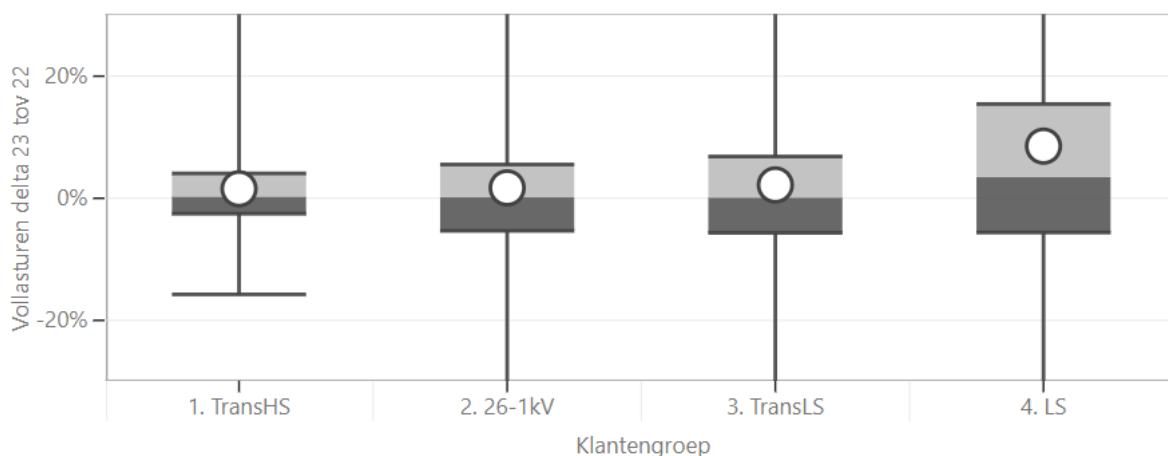
In een elektrificerende wereld verwachten we dat het elektrisch verbruik in de lift zit. We merken dan ook een sterke toename van het aantal hoogvermogensaanvragen en zien stijgingen in elektrische voertuigen en warmtepompen bij laagspanningsklanten. Maken we de vergelijking tussen 2024, 2023 en 2022, dan kunnen we die evolutie nog niet met zekerheid vaststellen. In de klantengroep laagspanning zijn er meer stijgers dan dalers in brutoverbruik, maar in de andere klantengroepen is het beeld eerder gemengd of zijn er meer dalers.



Figuur 23: Evolutie van 2024 ten opzichte van 2022 en 2023 in het jaarlijkse verbruik bij onze klanten. Een systematische stijging van het verbruik bij alle klanten is niet af te lezen.

De impact van capaciteitstarief kan op meerdere vergelijkbare manieren bekeken worden. Een dalende piek bij gelijkblijvend verbruik of een gelijkblijvende piek bij stijgend verbruik, is uiteindelijk hetzelfde. Vandaar evalueren we de verandering van de vollasturen, ofwel de $\text{kWh}_{\text{brutomaandverbruik}} / \text{kW}_{\text{maandpiek}}$. We vergelijken hier het introductiejaar van de nieuwe tarieven, 2023, met het jaar ervoor.

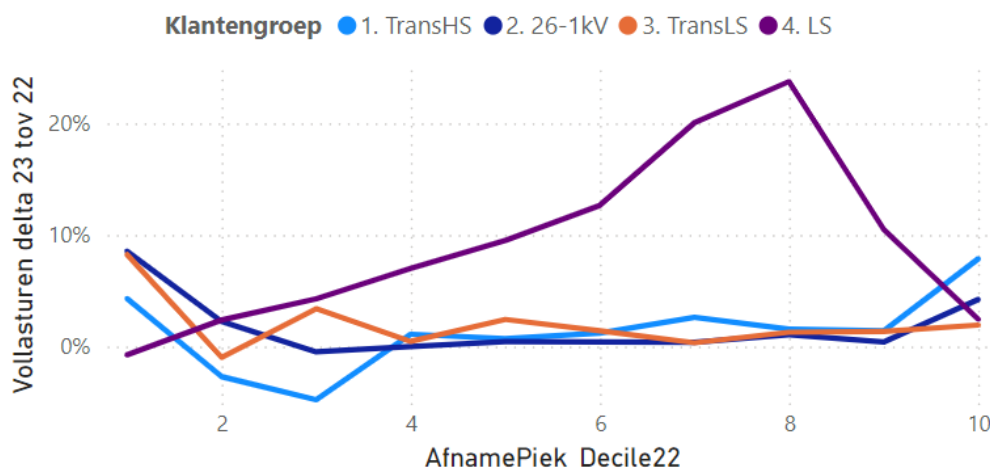
Voor de klanten grootvermogen (TransHS, 26-1kV en TransLS) is het gemiddelde gestegen, maar de mediaan blijft steken op de nullijn – met andere woorden: er verandert niets. Bij laagspanningsklanten is zowel het gemiddelde als de mediaan positief geëvolueerd.



Figuur 24: Wijziging van de vollasturen voor en na het capaciteitstarief, gemeten bij klanten waar het verbruik hetzelfde bleef. Enkel bij laagspanning zijn mediaan en piek hoger.

Gaan we verder in detail in Figuur 25 en evalueren we per piekdecieel, dan wordt de trend nog duidelijker. Piekdecieel betekent dat we onze klantenpopulatie per klantengroep in tien groepen verdelen volgens de hoogte van de piek in 2022. Deciel 1 (links op de x-as) zijn de 10% van onze klanten met de laagste piek per klantengroep. Deciel 10 (rechts op de x-as) zijn de top 10% van onze klanten met de hoogste piek per klantengroep.

We zien bij laagspanning een stijgende verbetering van de vollasturen tot aan piekdecieel 8, wat overeenkomt met een minimale piekwaarde van 8,5 kW. Klanten met een hogere piekwaarde vormen een diverse groep, met voornamelijk niet-residentiële verbruikers op AMR of klanten met accumulatieverwarming.



Figuur 25: Wijziging van de vollasturen voor en na het capaciteitstarief, gemeten bij klanten waar het verbruik hetzelfde bleef. Op de x-as de piekdecieel van de piek in 2022.

We concluderen dat enkel bij laagspanningsklanten het zinvol is om een detailanalyse uit te voeren in het vervolg van dit hoofdstuk. De detailanalyse gaat na of de stijging van de vollasturen veroorzaakt wordt door toeval of door andere factoren zoals temperatuur, marktprijzen, het plaatsen van PV-panelen, batterijen of dynamische energiecontracten.

INVLOED VAN CAPACITEITSTARIEF

In het kader van dit onderzoek naar tijdsafhankelijke tarieven werkt Fluvius samen met UGent om de effecten van financiële sturing op het distributienet in kaart te brengen. We ontwikkelden hiervoor diverse identificatie- en detectie-algoritmes. Een aanpassing van het huidige capaciteitstarief is vanzelfsprekend enkel aangewezen als er nog ruimte voor verbetering is. Dit onderdeel van de studie leidde reeds tot een academische publicatie³² en een evaluatierapport van de VNR³³. We zullen dit onderdeel dus niet hernemen in deze studie. Kort samengevat komt de evaluatie van het capaciteitstarief neer op:

- Kleine afnemers betalen in regel iets meer dan voordien. Dat komt door de minimumbijdrage die ervoor zorgt dat alle netgebruikers minstens een redelijke bijdrage betalen in de kosten die zij veroorzaken.
- Bij klanten met een gemiddelde afname is er een evenwicht tussen netgebruikers die meer en zij die minder betalen.
- Grote of geëlektrificeerde klanten kenden een reductie van hun jaarpiek en die blijft tijdens de evaluatie over twee jaar eerder constant. Zij benutten de capaciteit die zij van het net vragen beter dan kleine afnemers.
- VNR concludeert dat het capaciteitstarief de netgebruikers niet belet om in te spelen op dynamische prijzen, maar hen mogelijk wel beperkt kan afremmen om maximaal af te nemen tijdens uren met lage prijzen. Hiervoor kan een oplossing worden voorzien – zie hoofdstuk 1.3.5.2 (Impact van de kW-component).

We concluderen dat het capaciteitstarief zijn doelstelling behaalt om schuifbaar verbruik te sturen, maar door het beperkte aantal klanten met LCT³⁴ zijn er geen grote verschuivingen op het net merkbaar.

INVLOED VAN BATTERIJEN BIJ LAAGSPANNINGSKLANTEN

Batterijen kunnen grote volumes elektriciteit opslaan en op een gekozen tijdstip weer injecteren. Batterijen hebben dus een groot potentieel om het net te beïnvloeden en de huidige incentives kunnen hiervoor voldoende zijn. De incentives van alle marktpelers resulteren vandaag in sturing om:

- de zelfconsumptie te verhogen, gegeven dat de eigen stroom geen marginale kosten heeft en de stroom van leveranciers en netbeheerders wel.

³² Ovaere, M., Vergouwen, M. (2025). *Mind the Peak: The Role of Peak Demand Charges and Real Time Pricing in Residential Electricity Flexibility*. Ghent University Department of Economics Working Paper Series. Te raadplegen op: https://econpapers.repec.org/paper/rugrugwps/25_2f1115.htm

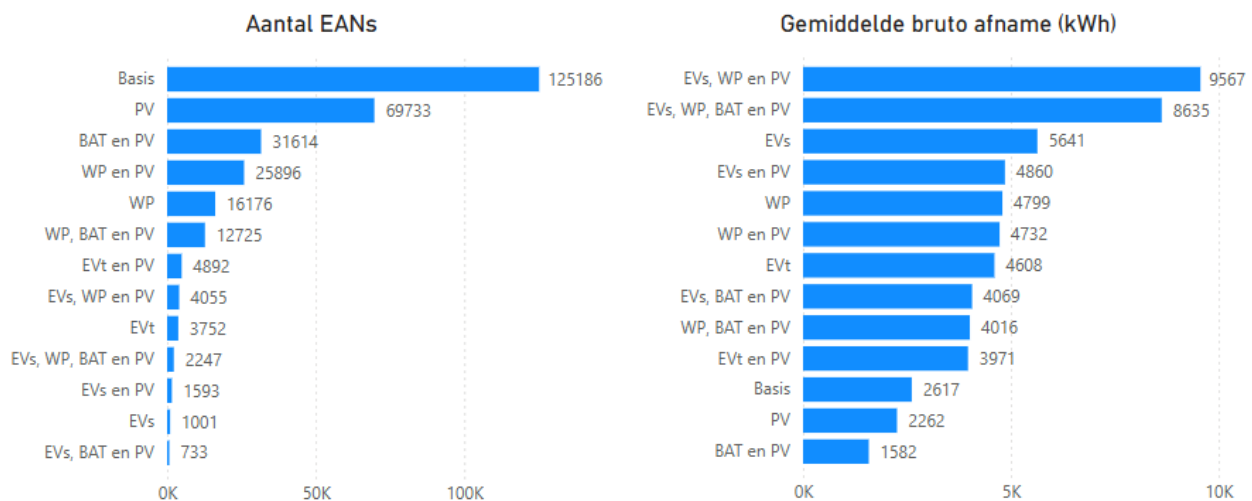
³³ Rapport Evaluatie van het capaciteitstarief op laagspanning te raadplegen op <https://www.vlaamsenutsregulator.be/sites/default/files/document/rapp-2025-11.pdf>

³⁴ Low Carbon Technology. Meest gekende voorbeelden hiervan bij particulieren zijn: zonnepanelen, elektrische voertuigen, warmtepompen.

- de afnamepiek te reduceren voor het capaciteitstarief. Een reductie tot het minimum van 2,5 kW doet de netkosten voor de klant dalen.

De evaluatie van deze technologie is opgedeeld in twee delen: dit hoofdstuk, waar de individuele impact wordt bekeken, en hoofdstuk 1.3.4.2 (Controle voor de toekomstige klanten), waar de impact op het net wordt geëvalueerd. We evalueren deze impact pas als het ToU-venster voor laagspanning is vastgelegd. De batterijen aangeduid met BAT in onderstaande figuren zijn stationaire batterijen. De batterijen op wielen in de elektrische voertuigen zijn meegenomen als EV. Er is een opdeling in traagladen (EVt) en laagspanning snelladen, wat wil zeggen boven de 7 kW (EVs). Het toevoegen van een warmtepomp kan het gebruik van de batterij beïnvloeden en is bijgevolg eveneens opgenomen.

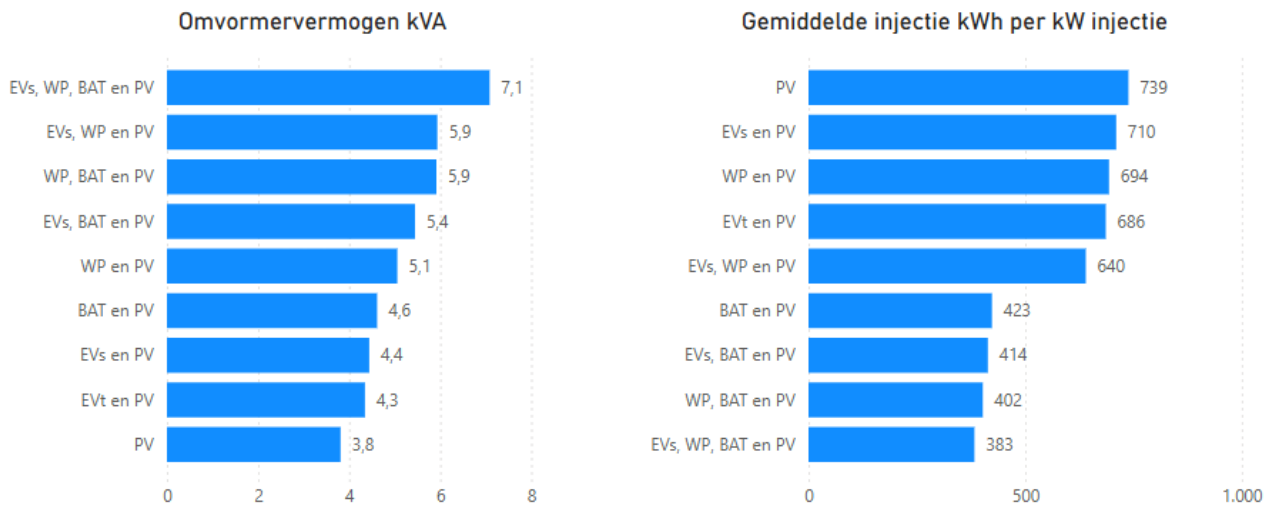
Deze studie omvat meer dan 400.000 reële klanten op laagspanning, opgedeeld volgens technologie in Figuur 26. De opdeling in technologie is vooral uitgevoerd door algoritmes en kan dus een aantal foute classificaties bevatten. In 2024 waren er voor de meeste technologieën voldoende gegevens om betrouwbare analyses te doen. Bij klanten die LCT combineren, zijn de aantallen eerder laag.



Figuur 26: Links het aantal klanten met kwartierwaarden in 2024 in Vlaanderen ingedeeld volgens technologie. Rechts de jaarlijkse afname van dat type klanten.

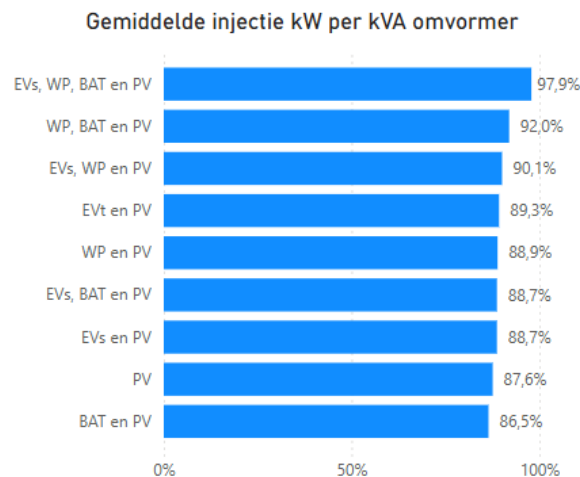
We kijken in eerste instantie naar injectie. We stellen vast dat de trend gestart met de terugdraaiende teller, blijft. Hoe meer het brutojaarverbruik afname, hoe hoger het aantal geplaatste PV-panelen. Gegeven de twee hierboven genoemde incentives, is dat ook vandaag een logische trend. Kan je je elektrische wagen thuisladen tijdens de middag en namiddag, dan is een groot aantal panelen zinvol om niet van het net te moeten afnemen. Eenzelfde trend is vast te stellen voor de plaatsing van batterijen. Enkel de grotere opgestelde vermogens PV plaatsen een batterij.

Klanten kijken in het kader van hun financieel rendement naar de zelfconsumptie. Als netbeheerder of leverancier bekijken we in feite het omgekeerde. Hoeveel kWh injectie dient het net te verwerken per gemeten kW geïnstalleerd? Die waarde is in eerste instantie afhankelijk van de bewolking gecombineerd met de stand van de zon. In de tweede plaats wordt die beïnvloed door de zelfconsumptie van de klant. Hoe lager de kWh injectie per kW opgesteld vermogen, hoe hoger de zelfconsumptie. Zoals verwacht doen batterijen hun werk, ze slaan overtollige productie op om later de afname te minderen.



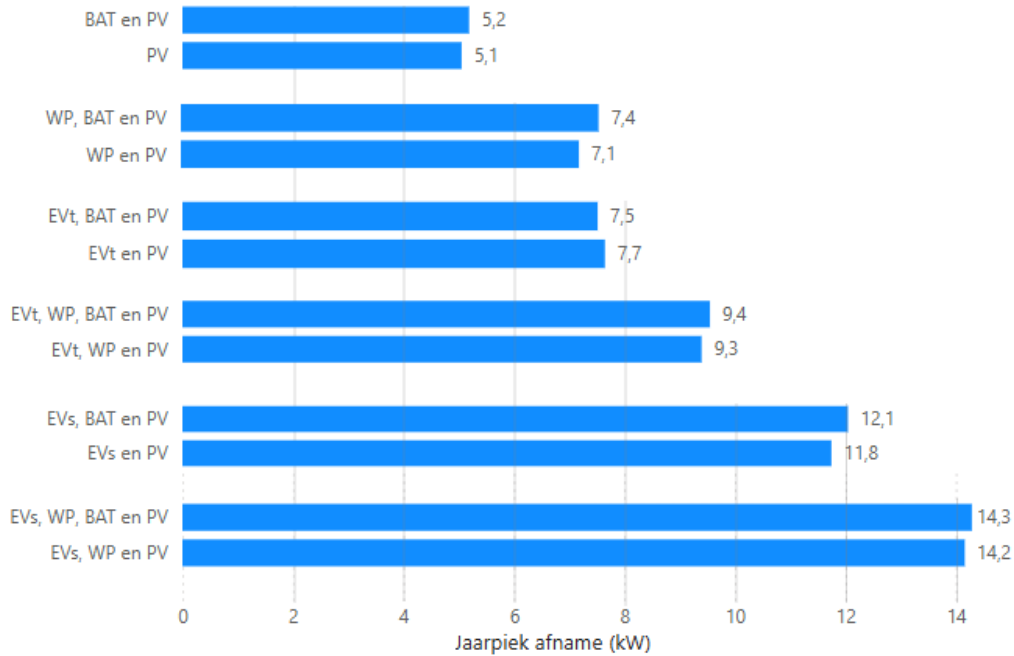
Figuur 27: Links het gemiddelde vermogen van de omvormer en rechts de $kWh_{injectie}$ per $kW_{injectiepiek}$. Geëlektrificeerde klanten slagen duidelijk in hun opzet om de zelfconsumptie te verhogen, ondanks het hoger opgesteld vermogen aan PV. We zien dit als netbeheerder doordat hun $kWh_{injectie}$ per $kW_{injectiepiek}$ lager is.

Voor een netbeheerder is **de piek** de **kostendriver** voor de **netinvesteringen**. De zelfconsumptie gemeten over het volledige jaar is niet belangrijk hiervoor; enkel hoe de jaarpiek wordt beïnvloed. We noteren daar geen reductie van de injectiepiek voor geen enkele technologie, ook niet bij de stationaire batterijen.



Figuur 28: De gemiddelde verhouding van de injectie in kW ten opzichte van het omvormervermogen. Voor alle combinaties blijven we steken rond 90%. Een reductie van de jaarpiek blijft echter uit, de klanten zijn daar niet mee bezig.

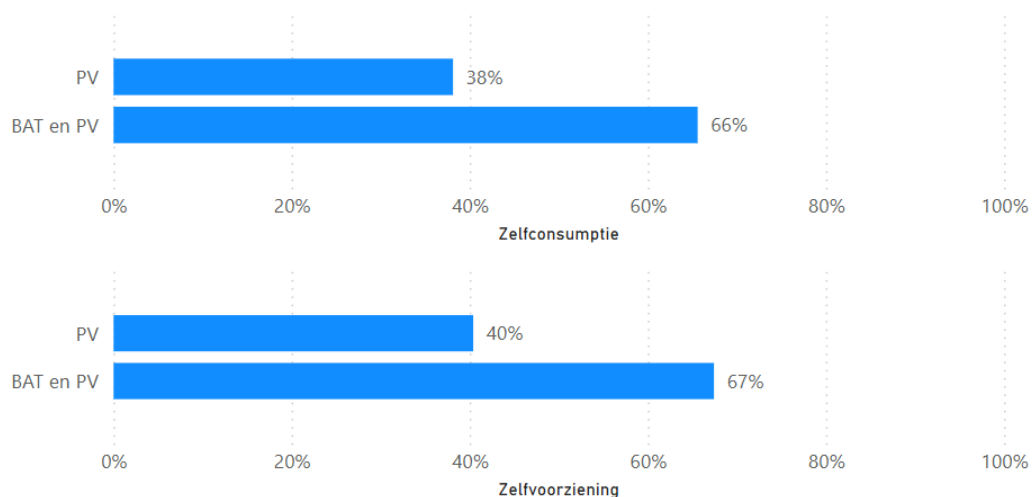
De evaluatie voor afname is minder rechtlijnig. Het is niet mogelijk voor Fluvius om de piek te kennen als er geen batterij zou staan. We kunnen dus enkel de piek vergelijken tussen klanten met en zonder statische batterij. Er is niet onmiddellijk een aanleiding om een verband te zien tussen vermogen warmtepomp en laadvermogen wagen en de plaatsing van een statische batterij. Deze evaluatie lijkt dus geldig. Het effect van een mobiele batterij is niet te bepalen, omdat de elektrische wagen zowel het gemiddelde verbruik als de gemiddelde jaarpiek de hoogte injaagt. Voor stationaire batterijen kunnen we voor de **verschillende types** en combinaties LCT **geen reductie vaststellen** van de jaarpiek afname. Stationaire batterijen lijken dus niet ingesteld of niet succesvol om de individuele jaarpiek afname te reduceren.



Figuur 29: De jaarpiek afname voor klanten met verschillende technologieën, per twee weergegeven in de rijen. Bovenaan met stationaire batterij en onderaan zonder stationaire batterij.

We concluderen dat geen enkele technologie uit de energietransitie, ook niet stationaire batterijen, een invloed heeft op de jaarpiek injectie. De jaarpiek afname wordt sterk de hoogte ingejaagd door elektrificatie en wordt niet gereduceerd door een statische batterij. In hoofdstuk 1.3.4.2 (Controle voor de toekomstige klanten) wordt de synchrone piek op het net geëvalueerd en zal blijken dat er ook op het net geen enkele invloed is.

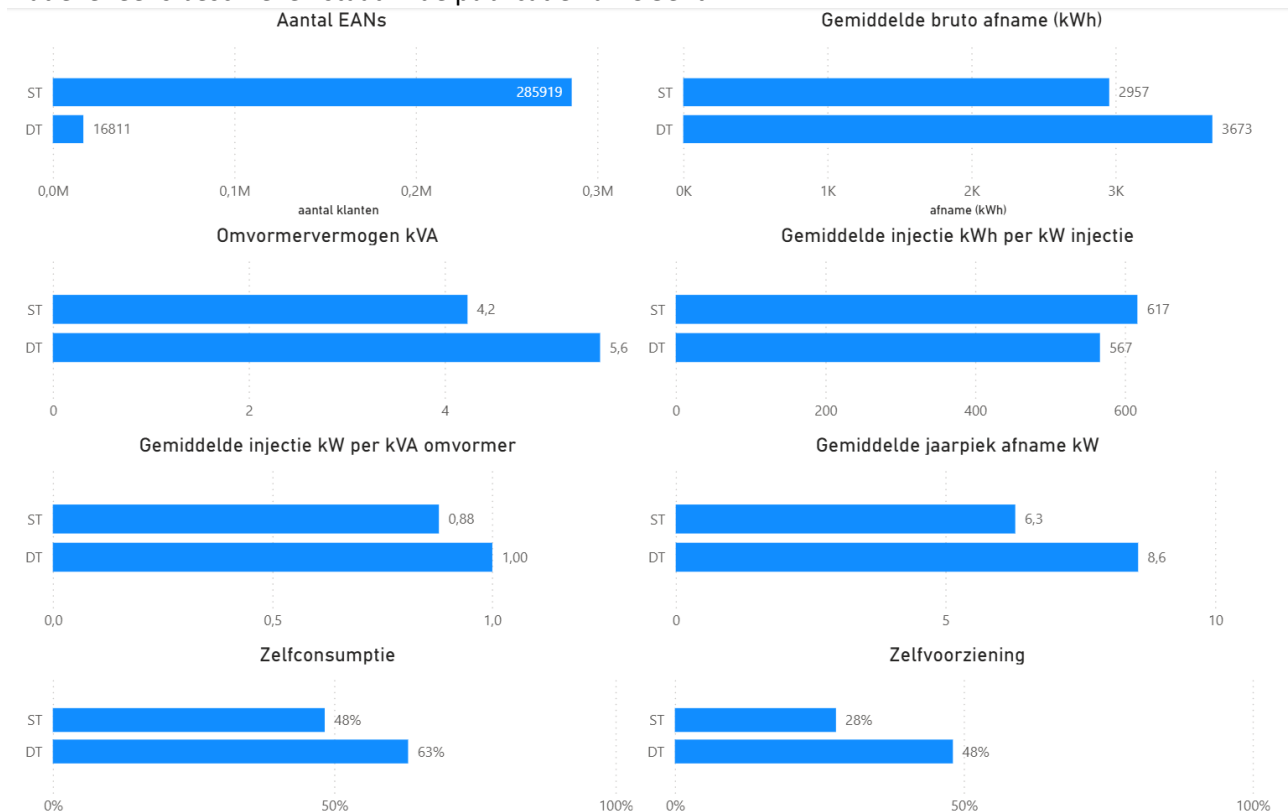
Voor de volledigheid geven we nog de zelfconsumptie en zelfvoorziening weer. Die zijn belangrijk voor de individuele business-case van de klant, maar dus niet voor pieken op het net.



Figuur 30: De zelfconsumptie is hoeveel een klant zelf van zijn productie afneemt. Zelfvoorziening is hoeveel van consumptie gedekt wordt door eigen productie. Batterijen beïnvloeden beide positief.

DYNAMISCHE ENERGIETARIEVEN

Deze studie bevat bijna 17.000 klanten met dynamisch energietarief. Rechtstreeks hebben we deze gegevens niet; we selecteerden hiervoor klanten met een SMR3-status bij de leverancier die niet actief zijn op het vlak van energiedelen. We moeten ons ervan bewust zijn dat hierdoor een bepaalde foutenmarge optreedt. Bepalen we de criteria zoals hierboven, dan zien we dat de gemiddelde klant met dynamisch tarief een hoger verbruik, meer zonnepanelen en een hogere jaarpiek afname heeft. Deze klanten reageren op marktprijzen, wat eveneens beschreven staat in de publicatie van UGent³².



Figuur 31: Vergelijking tussen klanten met een dynamisch tarief (DT) en klanten met een niet-dynamisch of statisch tarief (ST).

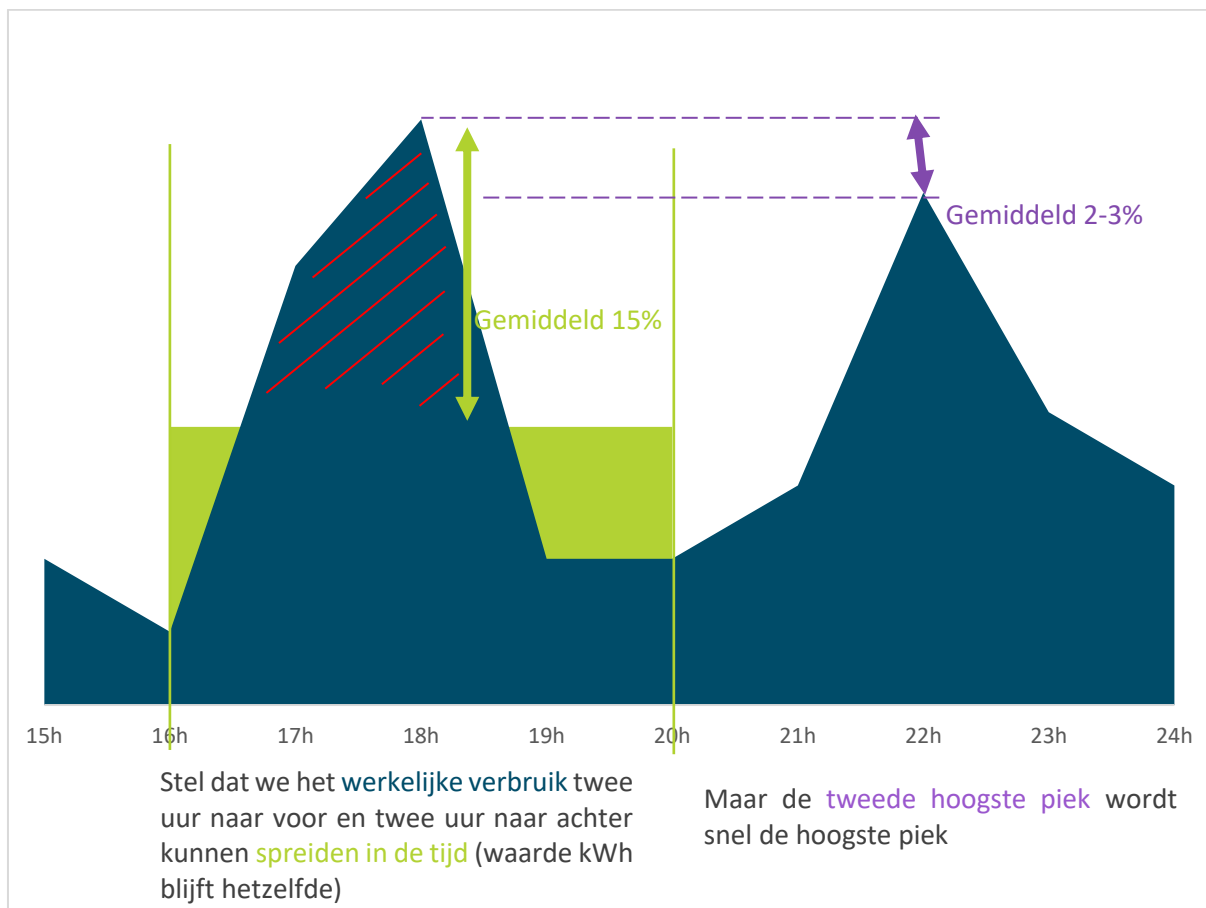
We zien verschillende effecten bij klanten met een dynamisch tarief en klanten met een statisch tarief:

- Klanten met een dynamisch tarief hebben een hogere zelfconsumptie boven op een lagere injectie (kWh per kW injectie opgesteld vermogen) en dat voor gemiddeld meer opgestelde PV. Het is duidelijk dat een klant met een dynamisch tarief zijn verbruik verschuift naar zelfgeproduceerde energie of energie met lage marktprijs. We zien **geen verlaging van de injectiepiek** bij dit type klant. In de analyse is die gemiddelde injectie kW per kVA omvormer zelfs hoger dan bij statische contracten, maar dat verschil durven we vandaag niet als een trend te benoemen, omdat het aantal klanten te laag is voor statistische zekerheid. We zullen dit echter wel blijven opvolgen naarmate dit type contracten populairder wordt.
- Delen we het jaarverbruik door de jaarpiek, dan bekomen we de vollasturen. Een klant met statisch tarief komt gemiddeld op 469 vollasturen uit, terwijl de klant met dynamisch tarief slechts 427 vollasturen heeft. Door het verbruik te verschuiven en hogere pieken te trekken bij lage prijzen³², **daalt zijn efficiëntie in netgebruik met ongeveer 10%.**

1.3.2 Is de piek scherp genoeg om te kunnen schuiven?

1.3.2.1 Verschuifbaarheid van de jaarpiek

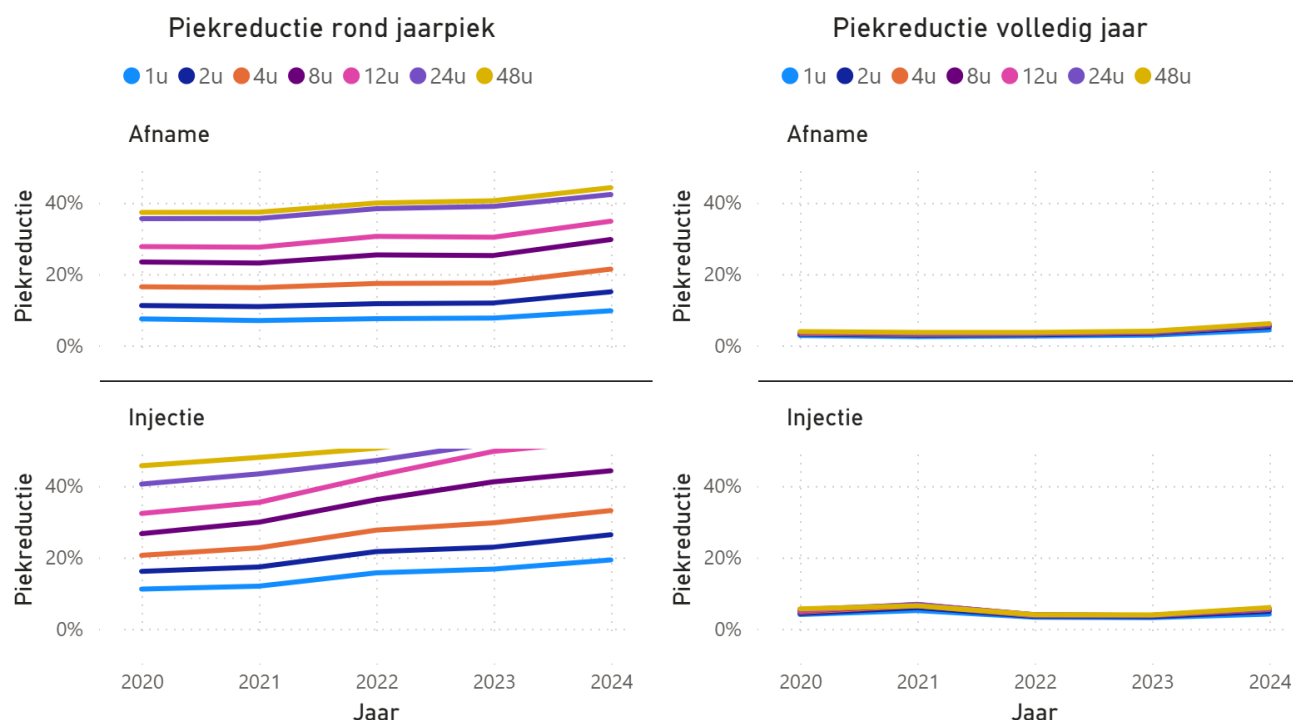
Er is vandaag geen realistische technologie beschikbaar om seizoenen (opladen in de zomer en ontladen in de winter) te overbruggen voor particulieren. Om impact met ToU te bekomen op de toekomstige systeempiek, moet het dus mogelijk zijn om op dag- of enkele-dagenbasis de piek van assets te reduceren zonder in de kWh te snoeien. Kijken we enkel naar de jaarpiek van een asset en verdelen we het volledige verbruik over de 2 uur voor en na de piek, dan reduceert de jaarpiek gemiddeld met 15%. Als we echter enkel en alleen die ene hoge jaarpiek reduceren, dan wordt het duidelijk dat de tweede hoogste jaarpiek al snel de nieuwe hoogste jaarpiek wordt.



Figuur 32: Op de x-as de uren van de dag en op de y-as het verbruik van een fictieve asset. De piekreductie is het gemiddelde voor alle netfuncties.

Werken we dit uit voor de verschillende jaren en met meerdere uren om over te schuiven, dan bekomen we Figuur 33. Hoe langer het verbruik gespreid kan worden, hoe hoger de jaarpiekreductie. In afname zien we een maximum optreden bij 24 uur (twaalf uur naar voren en naar achteren) en 48 uur. Het verbruik verder dan twaalf uur verschuiven naar voren of achteren, zou de piekreductie van de volgende of vorige dag onmogelijk maken. Verschuiven we enkel de jaarpiek van een asset en niet de tweede, derde, vierde, ... hoogste jaarpiek, dan is er geen voordeel voor de netbeheerder omdat die tweede, derde, vierde hoogste jaarpiek zeer dicht aansluit bij de jaarpiek. Zo'n ultradynamisch model kan dus nooit stabiel functioneren. Het is dus essentieel om een bredere zone te incentivieren die alle hoogste pieken omvat. Hoe Fluvius hiermee rekening houdt, is voorzien verderop in hoofdstuk 1.3.2.3.

Het potentieel voor piekreductie neemt jaar na jaar toe. Dat is misschien theoretisch positief voor de ToU-case, maar dit wil wel zeggen dat klanten ons net altijd maar minder en minder efficiënt gebruiken. We hebben dus meer net nodig voor minder kWh. Kenmerkend aan de energietransitie zouden net schuifbare volumes moeten zijn en dat kunnen we vandaag voor zowel afname als injectie niet waarmaken. Het omgekeerde lijkt eerder waar, wat het gevolg is van het huidige tariefmodel.



Figuur 33: Op de x-as de vier meetjaren en op de y-as de piekreductie spreiding van verbruik over een opgegeven venster. Er zijn twee kolommen. Links kijken we enkel naar de dag van de jaarpiek; rechts het volledige jaar met enkel een jaarpiekreductie. Hoe breder het venster, hoe hoger de piekreductie tot een maximum van 40%. Enkel de jaarpiek incentivieren, levert geen enkele baat op. We moeten, zoals het voorstel van Fluvius verderop in deze studie, alle hoge pieken tegelijkertijd aanpakken.

We concluderen dat ToU enkel kan werken als het een brede zone incentiveert, niet enkel de jaarpiek. We zien dat het potentieel voor piekreductie toeneemt, wat wil zeggen dat klanten jaar na jaar collectief ons net minder efficiënt gebruiken. Dat is cruciaal om te blijven opvolgen en, vanuit de technische studie, een reden om het tarief aan te passen met ToU.

1.3.2.2 Verschuifbaar volume

Reductie van tientallen procenten jaarpiek is mogelijk, maar hoe realistisch is zo'n verschuiving? Om die vraag te beantwoorden, kijken we naar de hoeveelheid energie in kWh die verschoven dient te worden. Dat is het rood gearceerde deel van Figuur 32. Blijven we bij het voorbeeld van Figuur 32 met twee uur naar voren en naar achteren schuiven in 2023, dan bekomen we onderstaande gemiddelde volumes:

- voor koppelpunten met Elia 3014 kWh;
- voor feeders, ofwel kabels tussen netfuncties zonder klanten, is dat 583kWh;
- voor lussen, de middenspanningskabels met klanten en distributiecabinen komen we op 230 kWh;
- en distributiecabinen op 19 kWh.

Om de volumes tastbaar te maken, zou dat overeenkomen met 5% van de laagspanningsklanten die een perfect aanstuurbare batterij hebben van 10 kWh.

Streven we met de huidige belasting een reductie van 25% na, dan zal 15% van de klanten een perfecte 10-kWh-batterij nodig hebben. Voor een reductie van 30% op de gemiddelde netfunctie van Fluvius heeft 25% van de klanten zo'n batterij nodig.

We concluderen dat de piek van onze assets scherp genoeg is om met realistische wijzigingen in klantgedrag of met beschikbare technologie een sterke reductie van de jaarpiek te bekomen.

1.3.2.3 Is de jaarpiek representatief voor alle hoge pieken?

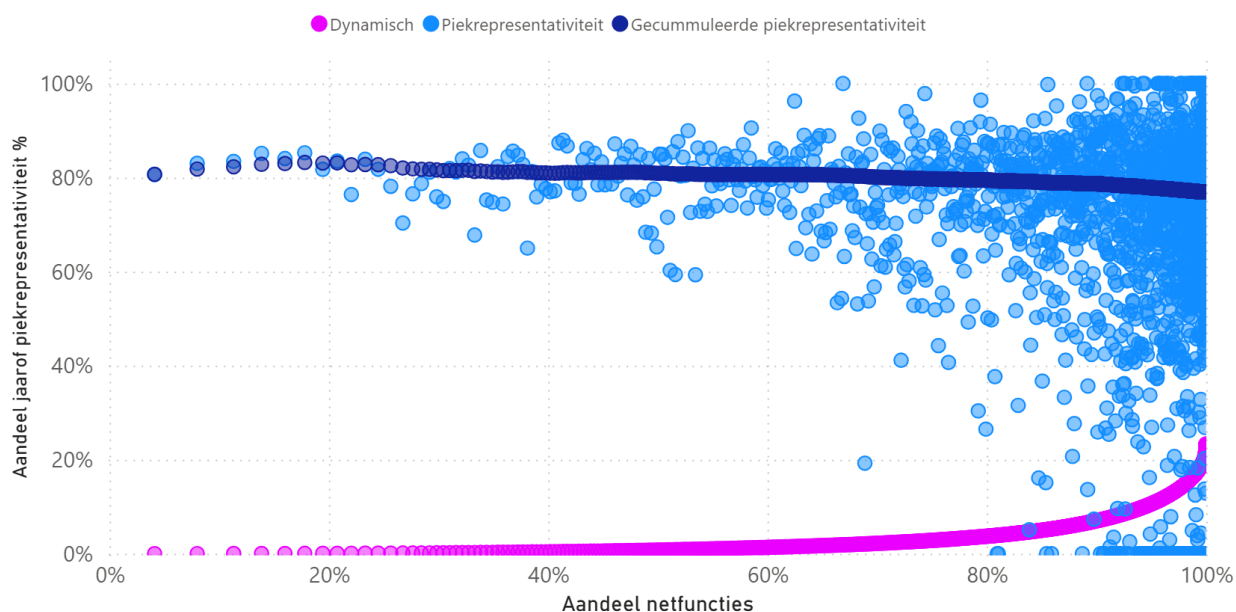
Zoals beschreven in hoofdstuk 1.2, werkt ons model op basis van de jaarpiek. Verschuiven we enkel de jaarpiek van een asset en niet de tweede, derde, vierde, ... hoogste jaarpiek, dan is er geen efficiënter gebruik van het net voor de netbeheerder. We evalueren de representativiteit van de jaarpiek met de top 15% hoogste pieken, uitgedrukt in kW (met andere woorden: alle pieken hoger dan jaarpiek * 85%). Voor elke piek in die band geven we 'punten':

- 40% als de richting hetzelfde is;
- 30% als het uur hetzelfde is $\pm$ twee uur voor en na;
- 10% als het elektrisch seizoen overeenkomt;
- 10% voor dezelfde maand;
- 10% als de piek in een temperatuur band van 5°C valt.

De piekrepresentativiteit per netfunctie is de gemiddelde waarde van alle piekwaarden in de 15%-band. Zijn er geen pieken in die band, dan stellen we dat de jaarpiek uitzonderlijk hoog is en krijgen we bijgevolg een piekrepresentativiteit van 0%. In Figuur 10 werd een plot gevisualiseerd van de dynamische high-curves voor alle jaren in de data. In 2024 komt de piekrepresentativiteit gemiddeld op 77% (100% netfuncties, gecumuleerde financieel gewogen piekrepresentativiteit). De jaarpiek van de gemiddelde netfunctie is dus representatief voor de hoogste pieken. In de dure superpiek en piek ToU zone is de piekrepresentativiteit het hoogste. Dit wil zeggen dat voor deze assets het piekgedrag een onderliggende wederkerige motor moet hebben die we zullen blootleggen in het volgende hoofdstuk. Vanaf 80 à 90% van de netfuncties stijgt de spreiding sterk en zijn er ook een groter aantal netfuncties met een jaarpiek die niet representatief is. Dat laatste zien we doordat de piekrepresentativiteit van sommige assets 0% is. Dat willekeurig piekgedrag van die netfuncties doet het jaaraandeel sterk stijgen, waardoor de dynamische curve een knip omhoog kent. Ook de tijdsreeks min 1 jaar heeft een piekrepresentativiteit. Deze waarde is minder bruikbaar door bijvoorbeeld de sterke stijging van injectie of omdat de score op temperatuur tegenvalt louter door weersfenomenen. We geven ze ter info mee in Tabel 1

ToU periode	Piekrepresentativiteit 2024	Piekrepresentativiteit alle beschikbare meetjaren.
Superiek	82%	73%
Piek	74%	62%
Normaal	75%	55%
Dal	70%	43%
EVT (geen ToU)	77%	64%

Tabel 1 Piekrepresentativiteit voor de verschillende ToU zones en totaal. De piekrepresentativiteit bepaalt in een ToU zone is de financieel gewogen piekrepresentativiteit van alle assets met een jaarpiek in die ToU zone. We berekenen de piekrepresentativiteit per meetjaar en voor alle beschikbare jaren (deze waarde is informatief, deze methodiek is vooral bruikbaar binnen kalenderjaren).



Figuur 34: De piekrepresentativiteit per datum-uur gesorteerd volgens de dynamische curve. Die gecumuleerde waarde is het cumulatief gemiddelde van links naar rechts in aandeel netfuncties.

We concluderen dat een model op basis van de jaarpiek representatief is voor alle hoge pieken van een asset. Vanaf ongeveer 80% daalt de representativiteit. Dat onthouden we voor het bepalen van een ToU-venster. Voor de laatste 20% van de assets zal een statisch tarief niet of minder goed werken.

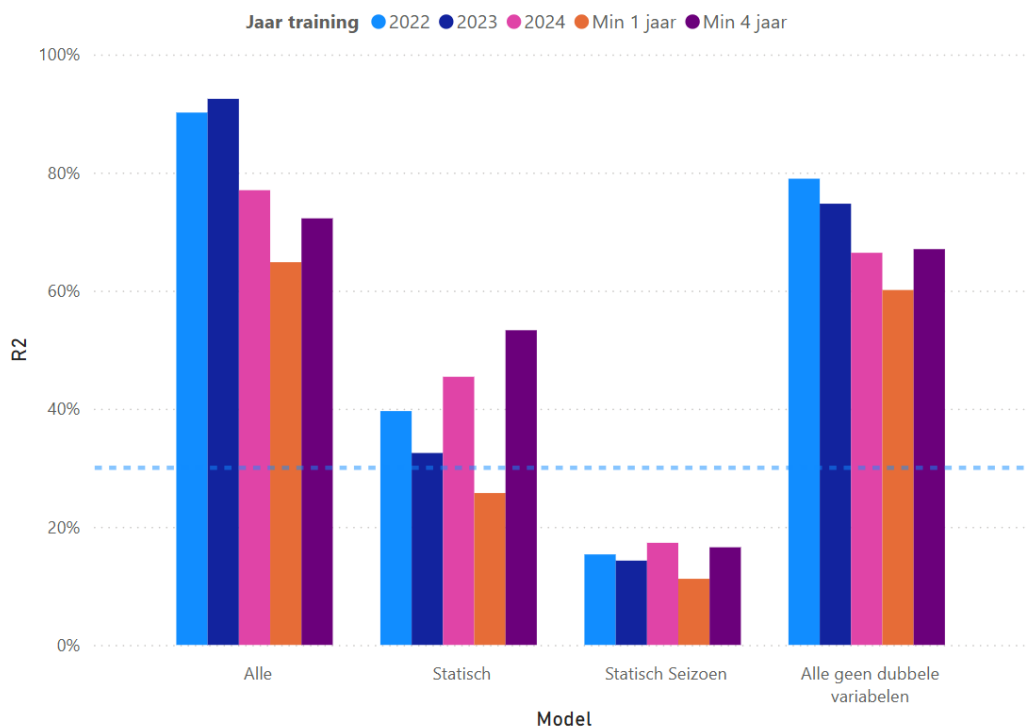
1.3.3 Is de piek statisch of dynamisch voorspelbaar?

We kunnen beschrijven wanneer onze asset hun pieken hadden vorig jaar, maar het verleden veranderen kunnen we niet. Het is dus nodig om te evalueren of pieken van onze netfuncties statistisch, dynamisch of helemaal niet voorspelbaar zijn.

1.3.3.1 Relatief belang van variabelen voor het voorspellen van de jaarpiek

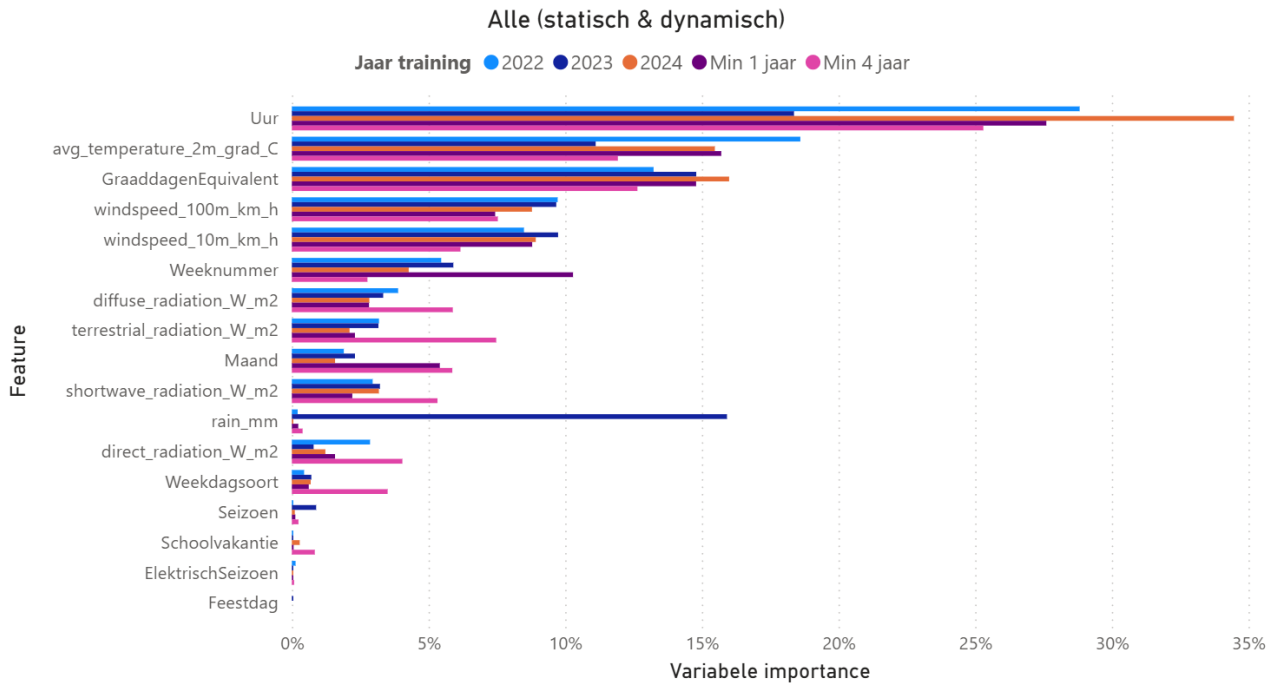
Er zijn meerdere methodieken om piekgedrag in tijdsreeksen te voorspellen, maar we kiezen een Random Forest model. Er is enerzijds geen lineair verband aangetoond tussen de gebruikte variabelen. Anderzijds willen we hier voornamelijk het relatieve belang van elke variabele kennen. De beslissingsbomen die een Random Forest uitwerkt, zijn hier uitermate geschikt voor. We beperken de analyse tot enkele grote trends, gegeven de uitgebreide analyse in 1.3.4, om de juiste periode te bepalen. Bijvoorbeeld, uur zou kunnen opgedeeld worden in ochtend, middag, avond en nacht. We hebben twintig simulaties, telkens vijf voor de verschillende tijdsreeksen en vier voor de variabelen die het model mag gebruiken. We gebruiken vijf tijdreeksen om te evalueren of 2023, het jaar met capaciteitstarief, zich anders gedraagt.

In een eerste stap evalueren we de R^2 van de twintig modellen. Een hoge R^2 wil zeggen dat het model de variabiliteit in de tijdsreeksen goed kan verklaren.



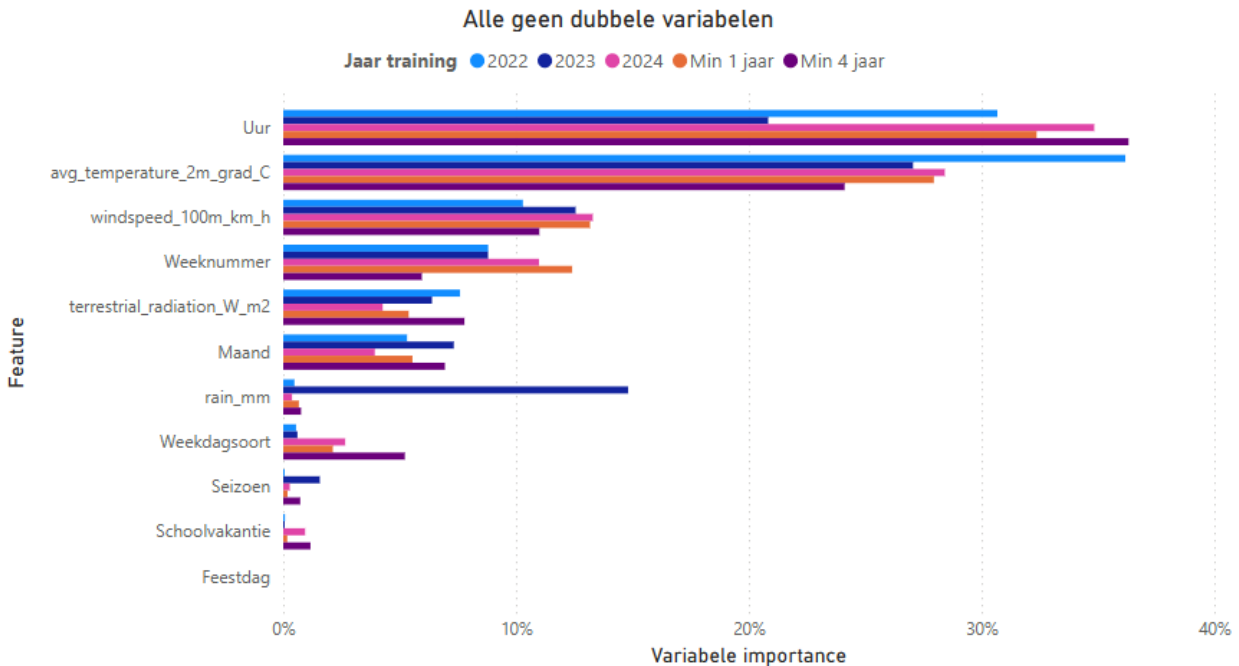
Figuur 35: Op de x-as de verschillende gebruikte variabelen en op de y-as de R^2 of determinatiecoëfficiënt. Die parameter is een maat voor de variabiliteit die wordt verklaard door het model. We evalueren de modellen voor meerdere tijdsreeksen.

In de figuren hieronder tonen we het relatieve belang van de gebruikte variabelen. Het model dat alle variabelen kan gebruiken, heeft de hoogste R^2 en combineert dynamische en statische variabelen. Een aantal van die variabelen is echter niet onafhankelijk van elkaar. Zo zullen lage graaddagen (een rollende temperatuur over gemiddeld drie dagen) alleen laag kunnen scoren als de gemiddelde dagtemperatuur ook laag was.



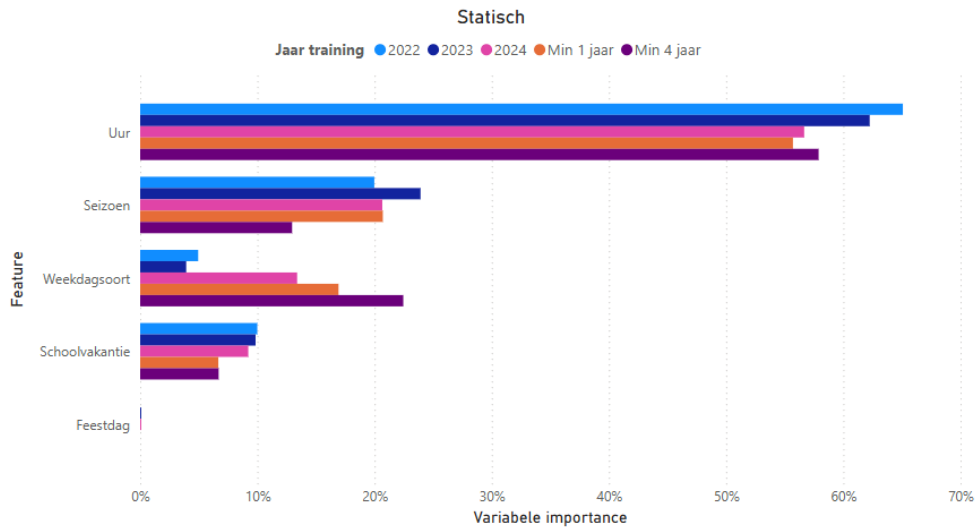
Figuur 36: Het relatief belang van het model met alle variabelen.

We houden telkens de belangrijkste variabelen over en schrappen de minder belangrijke. Hierdoor gaat wel informatie verloren, waardoor het model minder goed scoort in R^2 . Bijvoorbeeld, weeknummer wordt belangrijker als de variabele graaddagen verdwijnt. Een teken dat het model langdurige periodes van koude ook nodig heeft, naast een individueel koude dag.

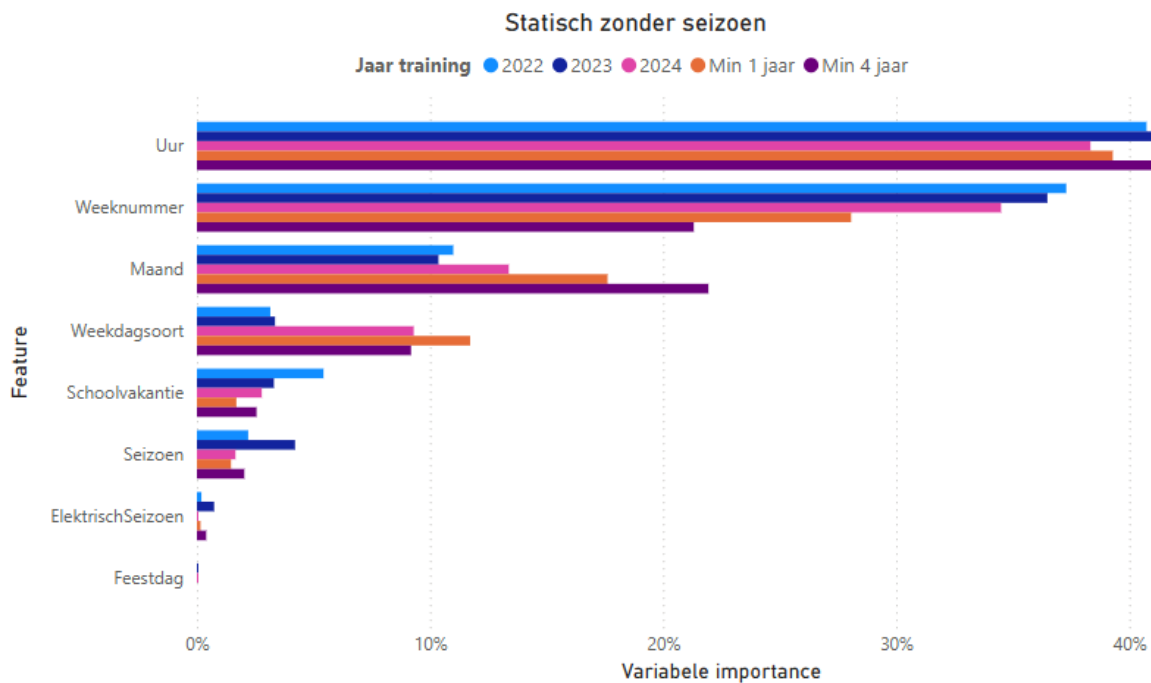


Figuur 37: Uit Figuur 36 worden de aan elkaar gekoppelde variabelen gehaald. Een moeilijkheid bij het weer is dat alles aan elkaar gekoppeld is. Opvallend is bijvoorbeeld neerslag (rain_mm) in 2023. In 2024 is neerslag terug minder belangrijk.

Houden we enkel de zuiver statische variabelen over, dan is de R^2 te laag om bruikbaar te zijn. Uur lijkt nu ook oververtegenwoordigd.



Figuur 38: Het relatief belang van enkel de statische variabelen. Uur neemt hier een dominante plaats in.

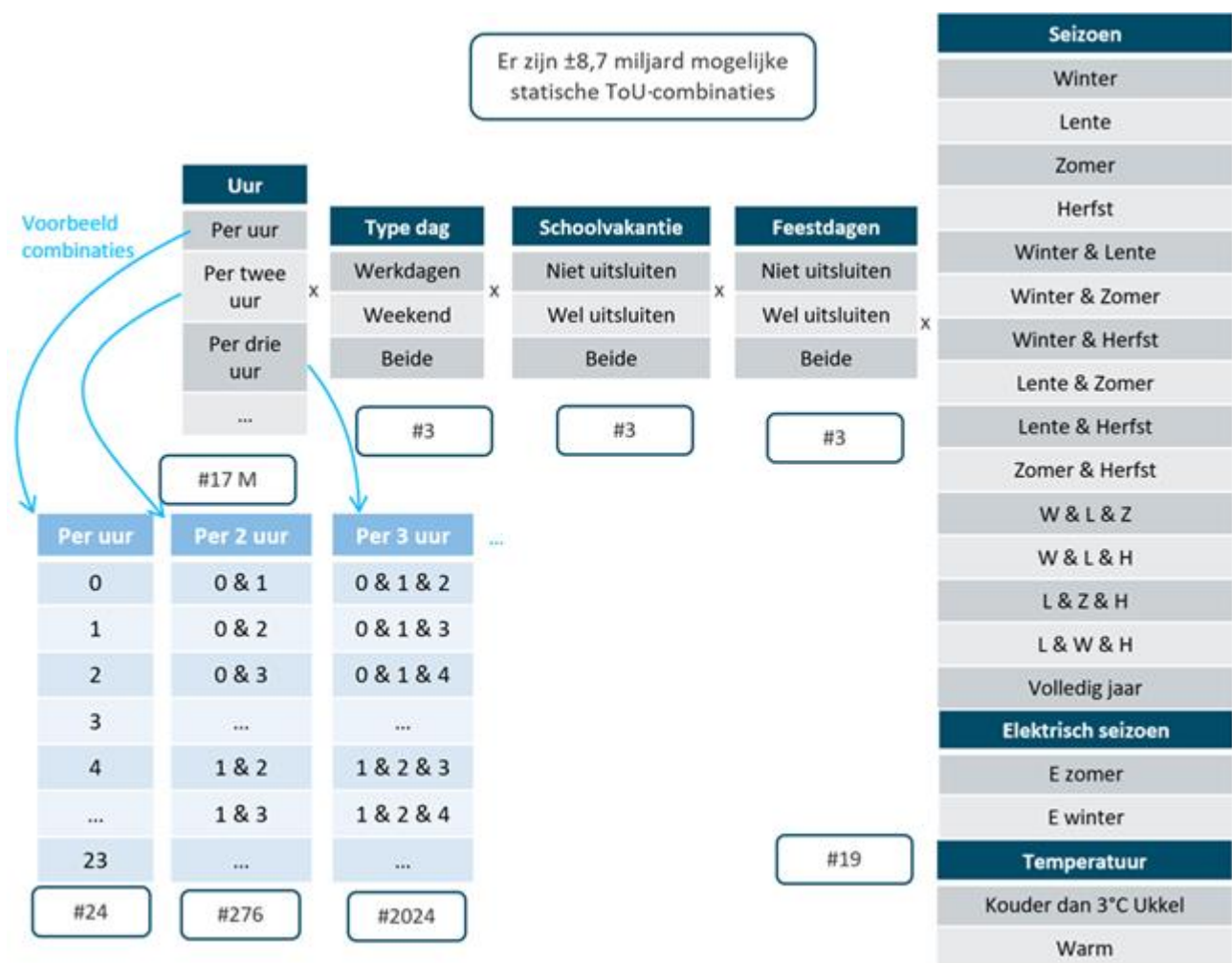


Figuur 39: Seizoen vervangen door weeknummer en maand, doet de R^2 terug toenemen naar aanvaardbare niveaus. Weeknummer blijkt in de voorbije vier jaar wel een goede voorspeller, maar is dat niet noodzakelijk in de volgende jaren.

We concluderen dat temperatuur en uur de belangrijkste drivers blijven voor piekgedrag. Voor de exacte uitwerking van deze combinaties verwijzen we naar 1.3.4.

1.3.3.2 De 'efficient frontiers'³⁵ van statisch en dynamisch tarief

Als de pieken op het netwerk voorspelbaar zijn, dan kan dat met statische of dynamische parameters, of een combinatie van beide. Dynamische elementen zijn bijvoorbeeld de marktprijzen of weersvariabelen. Kenmerkend aan dynamische factoren is dat de exacte waarden slechts enkele dagen van tevoren beschikbaar zijn. Een bijsturing in real-time kan nodig zijn indien de voorspellingen toch anders uitdraaien. Statische tijdsvariabelen zijn daarentegen ruim op voorhand bekend en bijgevolg eenvoudiger te onthouden voor klanten. We evalueren de statische tijdsindicatoren type dag, schoolvakantie, feestdagen en seizoen. Een combinatie is bijvoorbeeld 17.00u en 18.00u; enkel werkdagen; in de schoolvakanties; met uitsluiting van feestdagen; seizoen winter en herfst. Werken we alle combinaties uit, dan bekomen we 8,7 miljard met alle parameters.

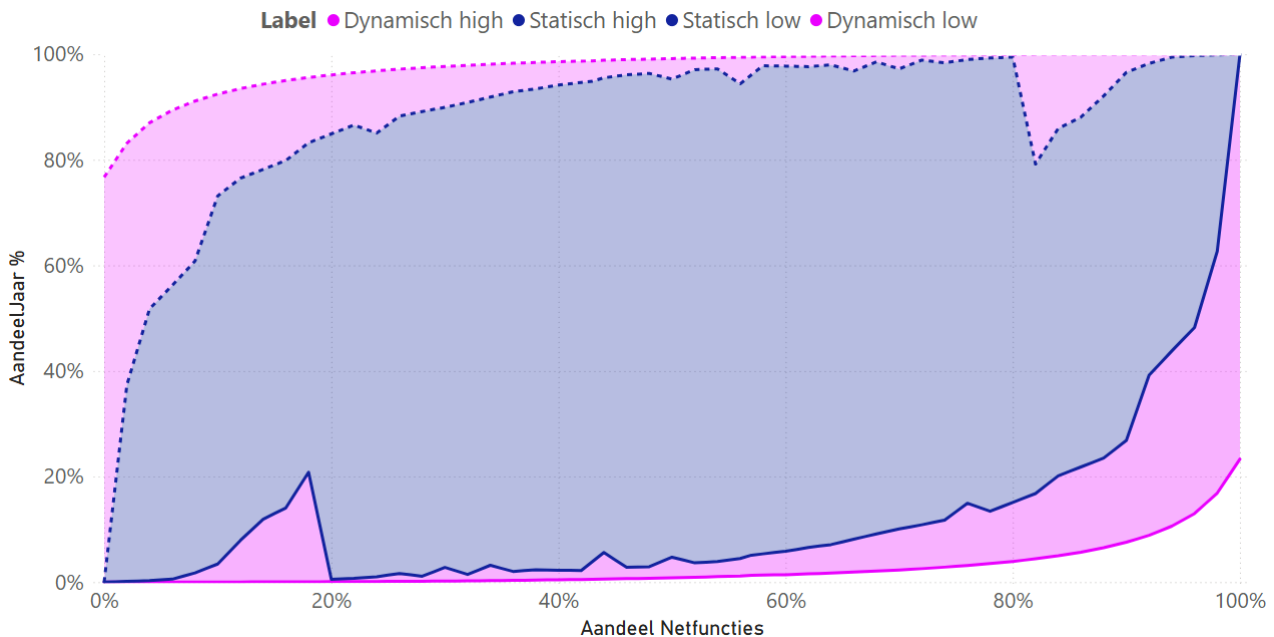


Figuur 40: Statische ToU-combinaties die geëvalueerd worden in deze studie. Voor seizoen is er één dynamisch element, namelijk een model met temperatuur. Voor type dag zijn er telkens drie opties: enkel op werkdagen, enkel in het weekend of geen onderscheid.

De 8,7 miljard ToU-combinaties kunnen uitgezet worden op de gekende grafiek uit de vorige hoofdstukken. Elke combinatie wordt gekenmerkt door een aandeel jaar dat eenvoudig te berekenen valt. Het aandeel

³⁵ Efficient frontiers: De maximale efficiëntie die theoretisch haalbaar is bij een perfecte voorspelling binnen het kader van een dynamisch tarief, wordt aangeduid als de "efficient frontier" van het dynamisch tarief. In het geval van een statisch tarief wordt deze "efficient frontier" bepaald door de statische karakterisering van het laagste aandeel jaar voor een gegeven aandeel netfuncties.

netfuncties wordt dan bepaald op basis van het aantal assets volgens financiële waarde die hun jaarpiek hebben in de gekozen combinatie (zie ook de leestip in 1.3.1.1).



Figuur 41: De vier 'efficient frontiers' van een statisch en dynamisch 'high' en 'low' toegepast op 2024. Onderaan vinden we de statische en dynamische curve voor het bepalen van een ToU 'high'³⁶ en bovenaan in stippellijn de curves voor ToU 'low'³⁷.

Op Figuur 41 zien we de dynamische curve zoals reeds gevisualiseerd in Figuur 10. Deze lijn is de 'efficient frontier' van een dynamisch tarief. Onderaan is de dynamische curve getekend voor ToU 'high' in volle lijn. We willen in ToU 'high' – een tijdsperiode waarin de afname van elektriciteit wordt ontmoedigd – namelijk veel assets (bij voorkeur alle) in een zo kort mogelijke termijn incorporeren. Bovenaan in stippellijn staat de curve voor ToU 'low' – een tijdsperiode waarin de afname van elektriciteit wordt gestimuleerd. Daar wensen we het omgekeerde van 'high', namelijk zo weinig mogelijk assets in zo veel mogelijk tijd.

De 'efficient frontier' wordt bereikt als het dynamisch tarief voor elke netfunctie de piek perfect inschat, zonder fouten. Dat is weinig realistisch, waardoor de werkelijk waarde tussen de dynamische 'efficient frontier high' en 'low' zal liggen.

Hetzelfde geldt voor een statisch tarief. De 'efficient frontiers' van het statische tarief zijn de donkerblauwe lijnen.

We concluderen:

- Een dynamisch tarief werkt in alle situaties beter dan een statisch tarief, aangezien voor ToU 'high' er altijd minder tijd nodig is om dezelfde aantallen assets te incentivieren. In ToU 'low' slaagt het dynamisch tarief er veel beter in de momenten met weinig of geen assets in jaarpiek te beschrijven.
- Maar in ToU 'high' liggen de statische en dynamische curve dicht bij elkaar tot aan ongeveer 60-70%. Omdat een statisch ToU veel makkelijker te begrijpen is en veel goedkoper te implementeren valt, is een statisch tarief op dit moment aanbevolen.

³⁶ Met "ToU high" wordt een tijdsperiode aangeduid waarin de afname van elektriciteit wordt ontmoedigd.

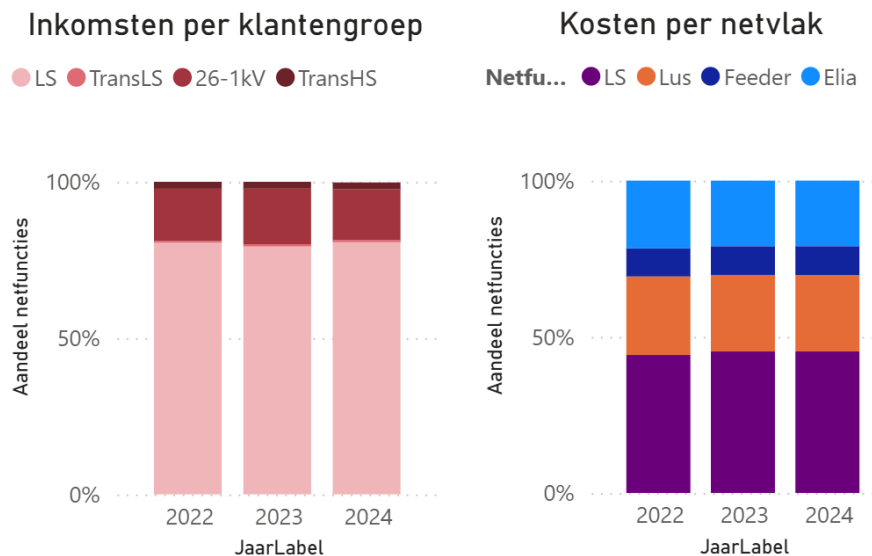
³⁷ Met "ToU low" wordt een tijdsperiode aangeduid waarin de afname van elektriciteit wordt gestimuleerd.

1.3.4 Bepalen van de statische ToU-combinaties per klantengroep voor afname

In bovenstaande visualisaties werden de grafieken telkens vanuit alle assets opgebouwd. Tarieven zijn echter te bepalen per klantengroep.

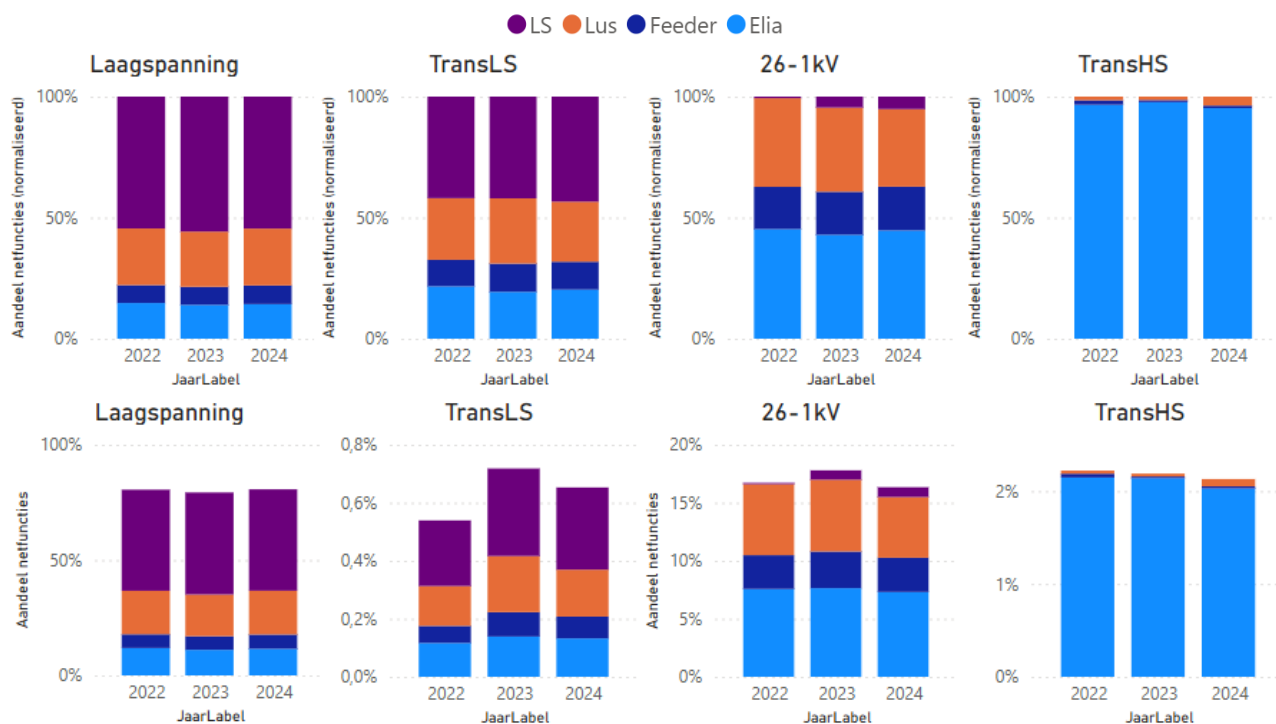
1.3.4.1 Evaluatie per klantengroep

Kijken we als Fluvius naar onze inkomsten, dan betaalt de klantengroep laagspanning net geen 80% van de jaarlijkse afschrijvingen. Die kosten zijn hoger dan de waarde van het laagspanningsnet alleen, omdat deze klantengroep ook gebruikmaakt van alle hoger liggende assets.



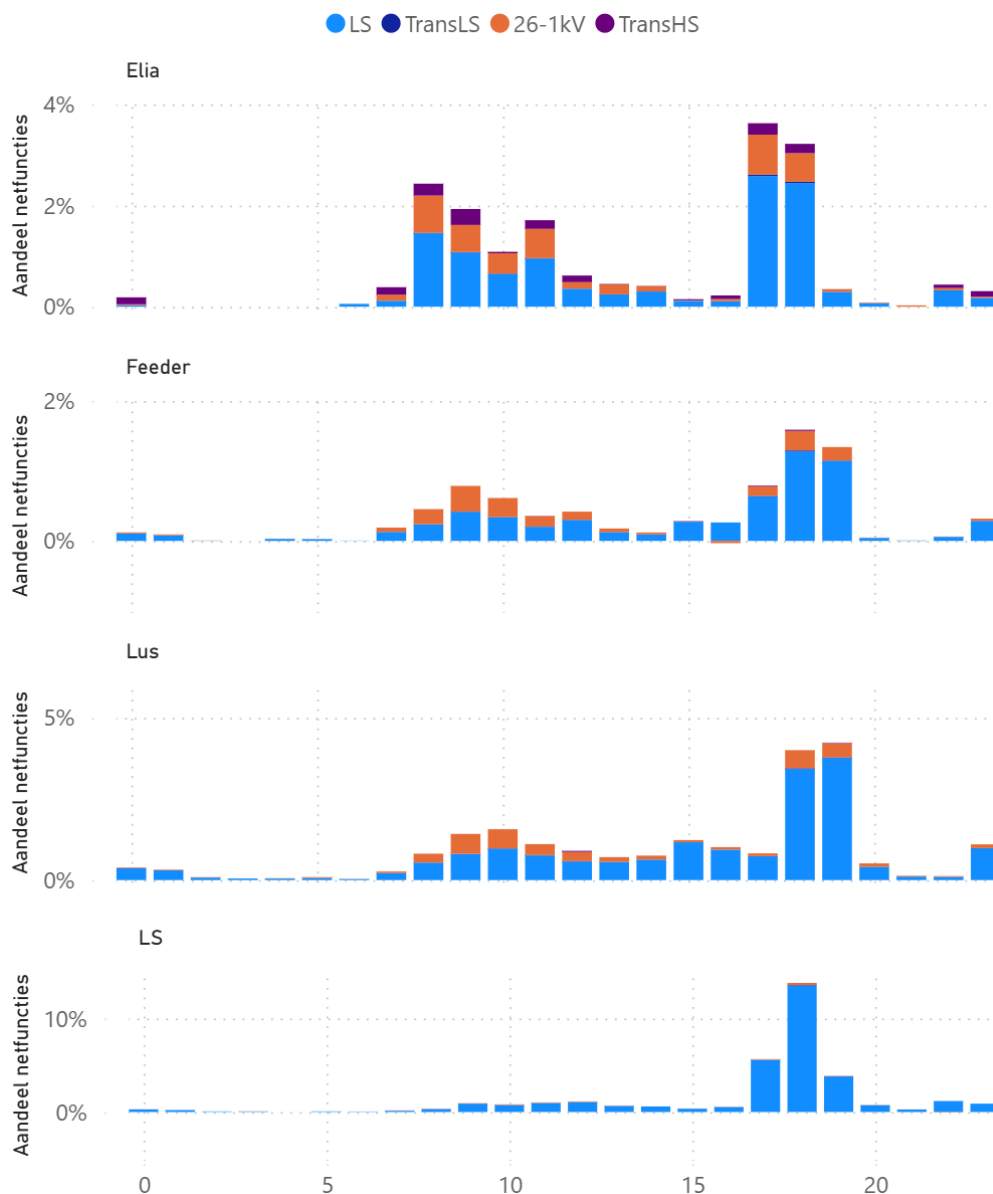
Figuur 42: De procentuele inkomsten per klantengroep per jaar en de jaarlijkse afschrijvingen per netvlak per jaar.

We dienen dus de assets die de klantengroepen met elkaar delen te verdelen over de klantengroepen. We doen dat op basis van de bijdrage aan de jaarpiek. Is de jaarpiek 100 en de synchrone piek van de klantengroep 30, dan zal slechts 30% van de kost van de asset aan deze klantengroep verrekend worden. Dat is de logische werkwijze om een ToU-voorstel te bepalen, maar niet om injectiekosten voor de factuur te berekenen.



Figuur 43: De jaarlijkse afschrijvingen per netvlak per jaar. In de kolommen: de waarde per klantengroep; in de rijen bovenaan: de genormaliseerde waarde; in de rij daaronder: de absolute waarde. De kosten van TransHs zijn voor meer dan 95% bepaald door kosten van het hoogspanningsnet en de transformatorstations. Bij laagspanning is de kost voor 60% bepaald door het laagspanningsnet.

Analyseren we dit dieper, dan is duidelijk dat de TransHS-klantengroepen collectief een beperkte rol spelen. Figuur 44 zet de bijdrage per klantengroep uit per uur.



Figuur 44: Aandeel van de pieken afname per netvlak uitgezet voor het volledige jaar per uur. De som van alle balkjes in rijen en kolommen is 100% van de kosten. De kleurenlabels stellen voor hoeveel procent van het verbruik afkomstig was van elke klantengroep op het moment van de jaarpiek. Netfuncties Elia met jaarpiek om 18.00 uur bedragen 3,4% van de totale kosten, bijvoorbeeld. Op het moment van die jaarpiek van die assets ging 23% van het verbruik richting 26-1kV, 5% naar TransHS, 1% naar TransLS en 71% naar laagspanning.

Dit maakt het ook logisch dat alle stappen voor het bepalen van ToU per klantengroep LS en 26-1kV zijn uitgevoerd. De conclusies zijn volledig in lijn met de conclusies zonder opdeling per klantengroep.

1.3.4.2 Tijdsvenster statische ToU laagspanning

HOOGSTE ToU-ZONE AFNAME

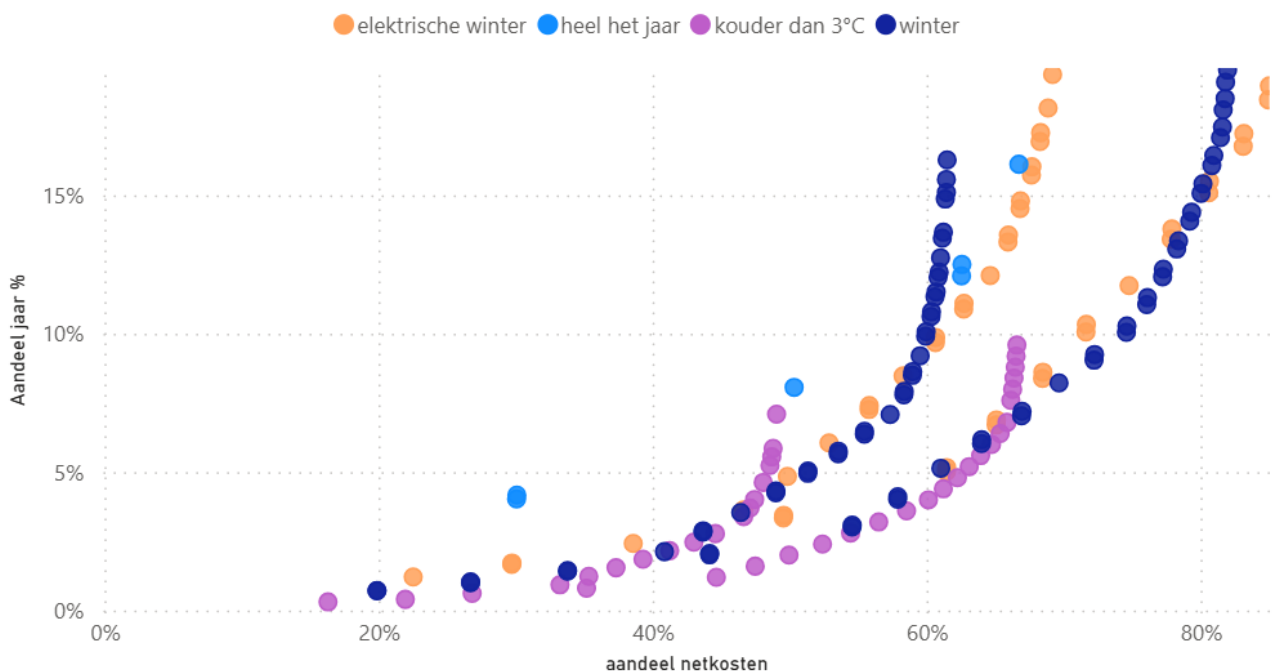
Voor afname wordt gewerkt met de tijdsreeks minimum één jaar. Dat is de tijdsreeks met alle gemeten netfuncties en daar telkens de hoogste piek gemeten over alle jaren.

Stap 1) Bepalen van hoogste punt op 'efficient frontier'

Gaan we over de 'efficient frontier' van Figuur 41, dan bekomen we het volgende:

- Het meest efficiënte ToU -punt (aandeel netfuncties/aandeel jaar) is dominant in de winter, met 18 uur op werkdagen.
- Het punt dichtst bij de dynamische tarieven is winter, met 18 uur in het weekend zonder feestdagen.
- Zie leestip in 1.3.1.1 voor opmaak van deze 'efficient frontier'-grafiek.

Tussen die twee punten noteren we combinaties waarbij de dagparameters variëren en het uur erna of ervoor wordt meegenomen. Deze combinaties zijn de start voor stap 2.



Figuur 45 De ToU-combinaties op de 'efficient frontier'.

Tou_efficientie	Aandeel jaar %	Aandeel netfuncties	SeizoenPlus Label	Schoolvakantie	Feestdag	Type dag	Uur	Afstand in uur tov dynamischAantalUren
5292,76%	0,31%	16,31%	kouder dan 3°C	beiden	geen feestdag	werkdag	1 blok: 18	17,00
5495,81%	0,40%	21,96%	kouder dan 3°C	beiden	beiden	beiden	1 blok: 18	18,00
4402,94%	0,80%	35,18%	kouder dan 3°C	beiden	beiden	beiden	1 blok: 17 18	26,00
3725,79%	1,20%	44,66%	kouder dan 3°C	beiden	beiden	beiden	1 blok: 17 18 19	26,00
4353,33%	0,62%	26,84%	kouder dan 3°C	beiden	geen feestdag	werkdag	1 blok: 17 18	29,00
3595,18%	0,92%	33,24%	kouder dan 3°C	beiden	geen feestdag	werkdag	1 blok: 17 18 19	42,00
2971,74%	1,60%	47,49%	kouder dan 3°C	beiden	beiden	beiden	2 blokken: 17 18 19 23	47,00
2809,19%	0,71%	19,88%	winter	beiden	geen feestdag	werkdag	1 blok: 18	48,00

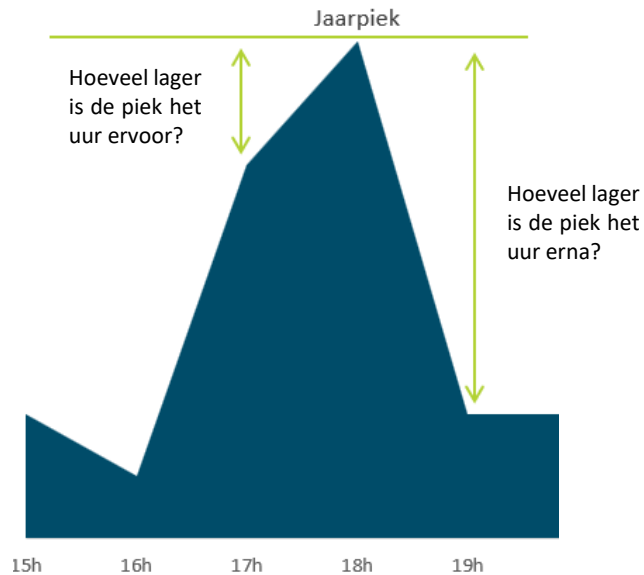
Tabel 2: De statische ToU-combinaties gesorteerd op ToU-efficiëntie.

Stap 2) Controle op onstabiele periodes via piek-prijselasticiteit

Een onstabiele ToU-combinatie zou betekenen dat als het signaal geactiveerd wordt en de klant reageert, het ToU-venster onmiddellijk achterhaald blijkt. Een aanpassing is dan snel aangewezen, waardoor dit soort tarieven niet duurzaam zijn. Een statische ToU dient minstens een aantal jaar stabiel te zijn door voldoende breed te incentivieren, zodat verschuifbare vermogens kunnen schuiven naar buiten het ToU-venster zonder daar de nieuwe jaarpiek te creëren. Ondanks uitgebreid onderzoek naar prijselasticiteit in samenwerking met UGent³² en naar opkomende technologie in samenwerking met VUB, is de exacte reactie niet eenduidig rationeel te bepalen en lopen we dus altijd een bepaald risico.

- Een te lange periode doet de piek-dal-ratio zakken, waardoor reacties uitblijven. De wil en baat aan reageren wordt dan tegengewerkt door de comforteisen zoals bijvoorbeeld verwarming.
- Een te korte periode met zeer hoge piek-dal-ratio doet het ToU-venster verschuiven.

We evalueren hiervoor per netfunctie hoeveel de piek lager ligt in de periode rond de jaarpiek, zoals voorgesteld in Figuur 46. Deze methode is een worst-case-aanpak, omdat ze ervan uitgaat dat klanten vanuit het piek uur enkel naar of het uur ervoor of erna zouden uitwijken. We zullen verderop in dit onderzoek bevestigen dat dit worst-case is in 1.3.5.5.



Figuur 46: Illustratief voorbeeld voor controle op stabiliteit van de uren. Op de x-as de tijd en op de y-as het vermogen. We bekijken in het voorbeeld hoeveel de piek het uur ervoor en erna lager is dan de jaarpiek. Deze oefening doen we per netfunctie.

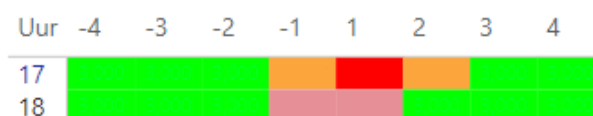
We voeren dit uit per netfunctie en vatten de resultaten samen in een schema zoals hieronder gevisualiseerd. In de rijen staat telkens het geëvalueerde, hier 17.00 uur en 18.00 uur in de winter. Enkel voor netfunctie met een jaarpiek op dat moment kijken we naar hoe hoog de piek, het uur (uren) ervoor en erna zijn. Het aantal uur verschil staat telkens in de kolommen. Vervolgens zetten we het aantal assets (volgens financiële waarde) uit, waarbij er voldaan wordt aan de voorwaarde dat de piek 10% lager is dan de jaarpiek. We passen de volgende kleurcode toe:

- Meer dan 75% van de assets heeft een werkelijke piek die lager is dan het opgegeven percentage.
- Meer dan 50% van de assets heeft een werkelijke piek die lager is dan het opgegeven percentage.
- Meer dan 25% van de assets heeft een werkelijke piek die lager is dan het opgegeven percentage.
- Minder dan 25% van de assets heeft een werkelijke piek die lager is dan het opgegeven percentage.

Als voorbeeld bekijken we rij 17.00 uur in de winter. We evalueren dus enkel assets met een jaarpiek om 17.00 uur. Dan blijkt dat in minder dan 25% van de assets de piek om 18.00 uur lager ligt dan 90% (met andere woorden 1-10%). Verschuiven klanten twee uur later, dan blijkt dat dit tussen de 50 en 75% van de assets mogelijk is. Om 20.00 uur ofwel drie uur later, kleurt het groen omdat de 10% voorwaarde in meer dan 75% van de assets vervuld is.

Om het visualiseerbaar te houden, splitsen we uur en type dag op in twee visualisaties.

Wat als de piek met 10% zou verschuiven naar X uur ervoor of erna?



Figuur 47: Piek-prijselasticiteit voor het bekomen van stabiele ToU-uren. Zie beschrijving van figuur in de tekst erboven.

Om de evolutie en sensitiviteit van deze variabele te kennen, werken we dit uit voor de simulatiecombinaties in de rijen en voor meer reductiepercentages.



Figuur 48: Controle op onstabiele tarieven bij de uren. We zien hier vijftien keer een weergave opgebouwd zoals de vorige figuur. In de vijf rijen de verschillende tijdsreeksen zoals beschreven in 1.3.1.2 (Evolutie over de netvlakken). In de kolommen staan de verschillende reductiepercentages.

We concluderen dat, ondanks het feit dat de jaarpiek vaak om 18.00 uur valt, de pieken om 17.00 uur en 19.00 uur onvoldoende lager zijn om niet mee te incentivieren. In statische ToU dienen 17.00, 18.00 en 19.00 uur aan elkaar vast te klikken. De bijkomende data van 2023 en 2024 creëren meer risico op een onstabiele periode, omdat eventueel ook 16.00 en 20.00 uur moeten worden betrokken in de ToU-piek. Een mogelijke verklaring is dat 2023 een warm jaar was. Het blijven opvolgen van deze variabele is dan ook aangewezen.

We voeren dezelfde combinatie uit voor het type dag: daar hebben we acht mogelijke combinaties.

Tijdsaanduiding	Label in Figuur 49
Geen onderscheid weekend/werkdag Geen onderscheid wel/geen schoolvakantie Enkel als het geen feestdag is	Geen feestdag
Geen onderscheid weekend/werkdag Enkel buiten de schoolvakantie Geen onderscheid wel/geen feestdag	Geen schoolvakantie

Geen onderscheid weekend/werkdag Enkel buiten de schoolvakantie Enkel als het geen feestdag is	Geen schoolvakantie, geen feestdag
Enkel op werkdagen Geen onderscheid wel/geen schoolvakantie Geen onderscheid wel/geen feestdag	Werkdag
Enkel op werkdagen Geen onderscheid wel/geen schoolvakantie Enkel als het geen feestdag is	Werkdag, geen feestdag
Enkel op werkdagen Enkel buiten de schoolvakantie Geen onderscheid wel/geen feestdag	Werkdag geen schoolvakantie
Enkel op werkdagen Enkel buiten de schoolvakantie Enkel als het geen feestdag is	Werkdag, geen schoolvakantie, geen feestdag

Wat als de piek met X% zou verschuiven naar een andere type dag combinatie?



Figuur 49: De piek-prijselasticiteit voor het type dagen met in de rijen het reductiepercentage. De visualisatie geldt voor alle meetjaren. Een duidelijke conclusie is dat type dag geen enkele rol mag spelen bij het bepalen van de tariefperiode.

We concluderen dat het niet aangewezen is om een ToU-nettarief verschillend te maken op feestdagen, in schoolvakanties op werkdagen of in het weekend. Dat zou over de volledige lijn in alle voorstellen tot onstabiele ToU-voorstellen leiden.

Als feedback op onze resultaten geven stakeholders aan dat dit eerder onverwachte resultaten zijn. Op de energiespotmarkt zijn de prijzen doorgaans lager in het weekend door minder verbruik. Hoe komt het dan dat dat zich niet verderzet op het distributie- en transportnet?

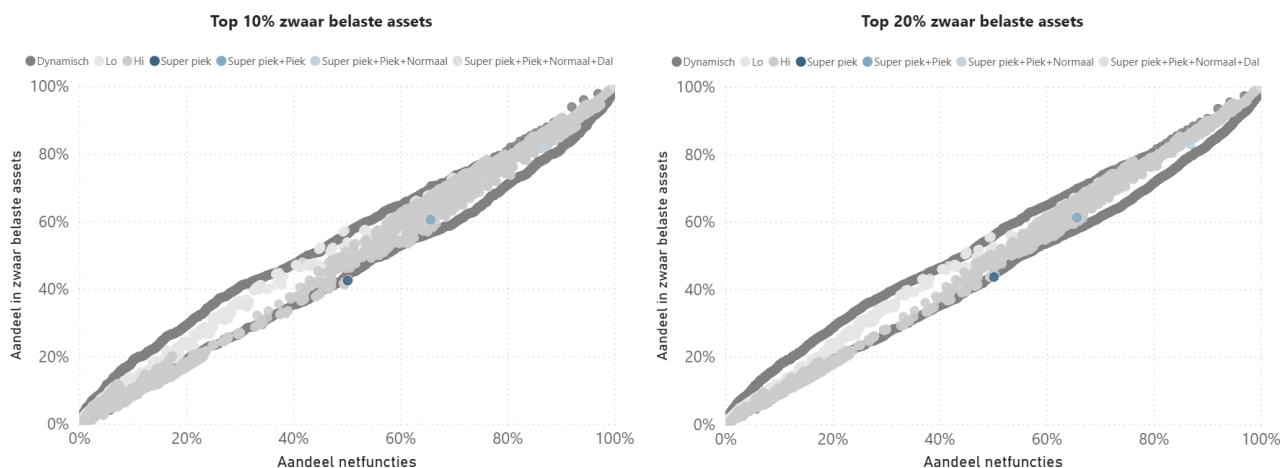
We evalueren hiervoor de situatie om 16.00 uur in 2023 (het risico-uur uit Figuur 48). In het weekend zijn de assets met een jaarpiek afname aangedreven door enkel de klantengroep laagspanning. Het klopt dus dat de industrie op dat moment geen relevant verbruik vertoont. Maar ze produceert op dat moment energie via decentrale productie. Die bijdrage is dus negatief aan de afnamepieken veroorzaakt door laagspanning. Het distributienet middenspanning vormt hier de brug tussen producent en consument, waardoor die energie niet van het hoogspanningsnet moet komen. Het gevolg hiervan is dat sinds 2023 geen enkel Fluvius-Eliakoppelpunt een jaarpiek afname had in het weekend. Op niveau hoogspanning is er weinig activiteit en dus vraag, met lagere marktprijzen tot gevolg. Het distributieniveau draait echter op volle toeren om producent en consument te verbinden, waardoor er ook een kost in het weekend is.



Figuur 50: De genormaliseerde kostenimpact per netvlak, opgedeeld in werkdag en weekend om 16.00 uur voor netassets met een jaarpiek afname. In het weekend is klantengroep 26-1kV collectief aan het produceren, waardoor ze netto-consumptie van laagspanning afneemt. Uiteindelijk waren er geen jaarpieken afname te registeren in het weekend op niveau koppelpunt Elia, dankzij lokale zelfconsumptie.

Stap 3) Bepalen van combinaties met hoogste potentieel voor algemene piekreductie.

In de vorige stappen bepaalden we op basis van alle assets de ideale ToU-periode. In werkelijkheid zal een ToU echter het snelst een voordeel opleveren op die assets die vandaag het zwaarste belast zijn.



Figuur 51: Op de x-as behouden we het aandeel netfuncties volgens de gebruikte sortering, maar we filteren zodat enkel de top 10% en 20% zwaarst belaste assets overblijven. Op de y-as staat hoeveel % van de top 10% of 20% assets zijn opgenomen in het ToU-voorstel.

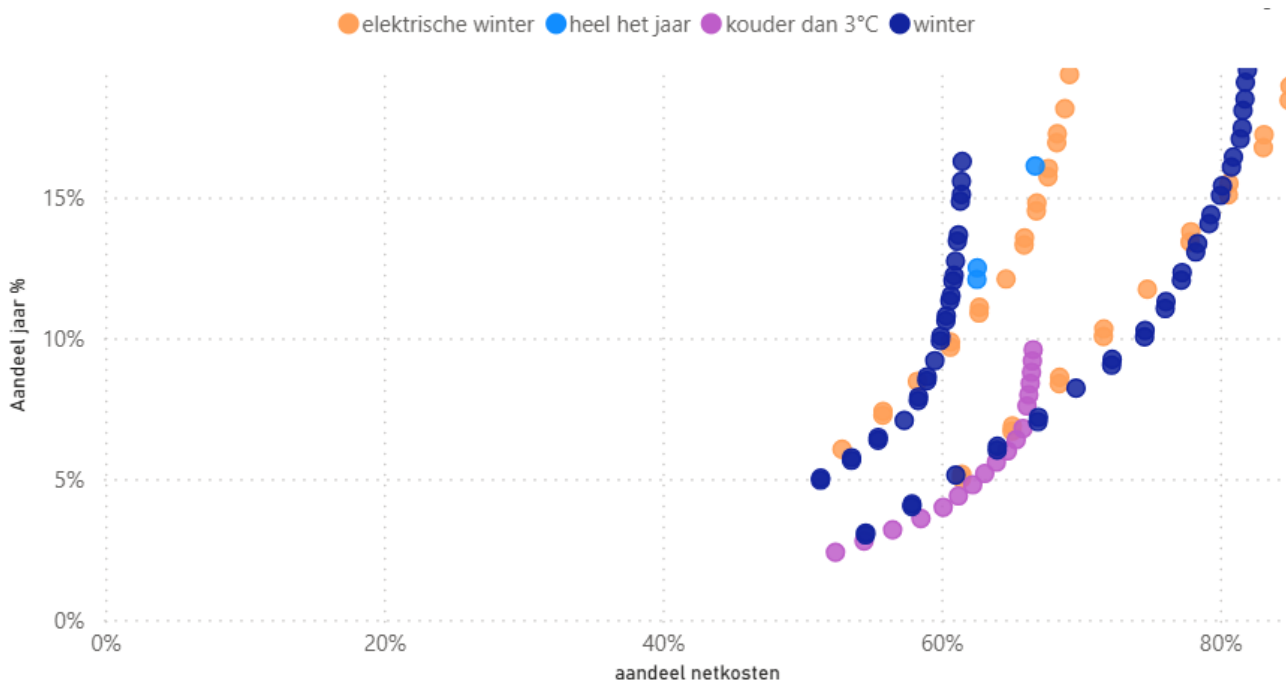
We concluderen dat de variabele “zwaarst belaste asset eerst” geen bepalende factor is om ToU-voorstellen te kiezen. De conclusie is geldig voor zowel statische als dynamische stuursignalen in alle ToU-zones.

We konden twee jaar geleden in de studie al vaststellen dat er een lineair verband is tussen het moment waarop een asset zwaar belast is en de zwaarte van die belasting. Distributienetten worden aangelegd over decennia heen. Deze conclusie hadden we reeds gemaakt in het rapport van twee jaar geleden en kunnen we dus herbevestigen.

TWEEDE HOOGSTE ToU-ZONE AFNAME

Stap 1) Bepalen van hoogste punt op ‘efficient frontier’

Met de hoogste ToU is 55% van de assets gedekt in 3% van de tijd, zijnde in de winter om 17.00 uur, 18.00 uur en 19.00 uur. Gaan we vanaf dit punt verder, dan zien we direct een tweespoor ontstaan. Gegeven de dominante drivers temperatuur en uur zoals voorgesteld in 1.3.3, is het moeilijk de juiste statische parameter te definiëren. Omdat het in 2023 relatief warm was, is de piek minder uitgesproken en dus meer verspreid. Gemeten over meerdere jaren met koude komt in jaar 2021 de winter wel naar voren.



Figuur 52: De ToU-combinaties op de 'efficient frontier' vanaf ToU-superpiek.

Door 'seizoen winter' te vervangen door 'kouder dan 3°C', worden veel sneller meerdere uren geïncentiveerd dan voor eenzelfde combinatie met winter.

Tou_efficiëntie	Aandeel jaar %	Aandeel netfuncties	SeizoenPlus Label	Schoolvakantie	Feestdag	Type dag	Uur	Afstand in uur tov dynamisch AantalUren
1810,55%	3,01%	54,56%	winter	beiden	geen feestdag	beiden	1 blok: 17 18 19	127,00
1770,71%	3,08%	54,58%	winter	beiden	beiden	beiden	1 blok: 17 18 19	133,00
1440,61%	4,02%	57,89%	winter	beiden	geen feestdag	beiden	2 blokken: 11 17 18 19	191,00
1408,90%	4,11%	57,90%	winter	beiden	beiden	beiden	2 blokken: 11 17 18 19	199,00
1223,38%	5,02%	61,45%	elektrische winter	beiden	geen feestdag	beiden	1 blok: 17 18 19	250,00
1191,35%	5,16%	61,47%	elektrische winter	beiden	beiden	beiden	1 blok: 17 18 19	261,00
1188,28%	5,14%	61,04%	winter	beiden	beiden	beiden	3 blokken: 11 17 18 19 23	263,00
1062,00%	6,03%	64,01%	winter	beiden	geen feestdag	beiden	4 blokken: 9 11 17 18 19 23	313,00

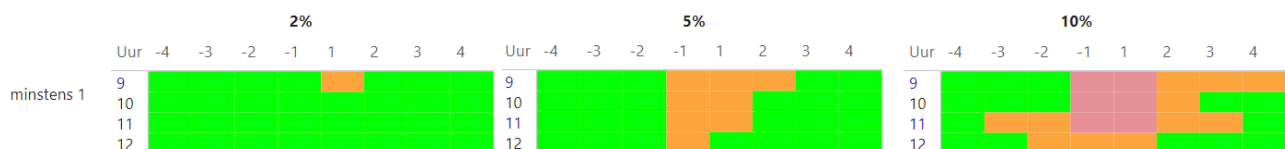
Tabel2: In de eerste rij de eerste ToU-periode, in de rijen eronder het vervolg van de 'efficient frontier' voor een tweede zone van ToU.

Tou_efficientie	Aandeel jaar %	Aandeel netfuncties	SeizoenPlus Label	Schoolvakantie	Feestdag	Type dag	Uur	Afstand in uur tov dynamischAantalUren
2186,12%	2,40%	52,41%	kouder dan 3°C	beiden	beiden	beiden	3 blokken: 11 17 18 19 22 23	88,00
1947,17%	2,80%	54,46%	kouder dan 3°C	beiden	beiden	beiden	4 blokken: 9 11 17 18 19 22 23	109,00
1810,55%	3,01%	54,56%	winter	beiden	geen feestdag	beiden	1 blok: 17 18 19	127,00
1767,93%	3,20%	56,51%	kouder dan 3°C	beiden	beiden	beiden	4 blokken: 9 11 12 17 18 19 22 23	129,00
1770,71%	3,08%	54,58%	winter	beiden	beiden	beiden	1 blok: 17 18 19	133,00
1627,95%	3,60%	58,54%	kouder dan 3°C	beiden	beiden	beiden	3 blokken: 9 10 11 12 17 18 19 22 23	149,00
1505,16%	4,00%	60,14%	kouder dan 3°C	beiden	beiden	beiden	3 blokken: 8 9 10 11 12 17 18 19 22 23	171,00
1440,61%	4,02%	57,89%	winter	beiden	geen feestdag	beiden	2 blokken: 11 17 18 19	191,00

Tabel 3: ToU-combinaties met de dynamische variabele 'kouder dan 3°C' gemeten in Ukkel.

De voorkeur van de stakeholders gaat naar een statische ToU (zie hoofdstuk 2), waardoor we verder werken met de winter, waar in volgorde 11.00, 9.00, 12.00 en 10.00 uur bijkomen in de ochtend. Naar het einde van de dag komen 22.00 en 23.00 uur in beeld. Daar ontstaat wel een bias. Het is namelijk het huidige dag-/nacht-tarief van de leveranciers dat 22.00 uur met ingang nacht en 23.00 uur met ingang exclusief nacht tot sterke verbruiksuren maakt. We gaan ervan uit dat als de nieuwe ToU correct en voldoende gecommuniceerd wordt, deze momenten vanzelf verdwijnen.

Stap 2) Controle op onstabiele periodes via piek/prijselasticiteit



Figuur 53: De piek/prijselasticiteit voor de ochtend- en middaguren in de winter.

We noteren dat vanaf een sterke incentivering het verbruik voornamelijk naar de nacht moet schuiven en naar de namiddag. Bij een sterke incentivering dient ook 08.00 uur opgenomen te worden.

DERDE HOOGSTE TOU-ZONE AFNAME

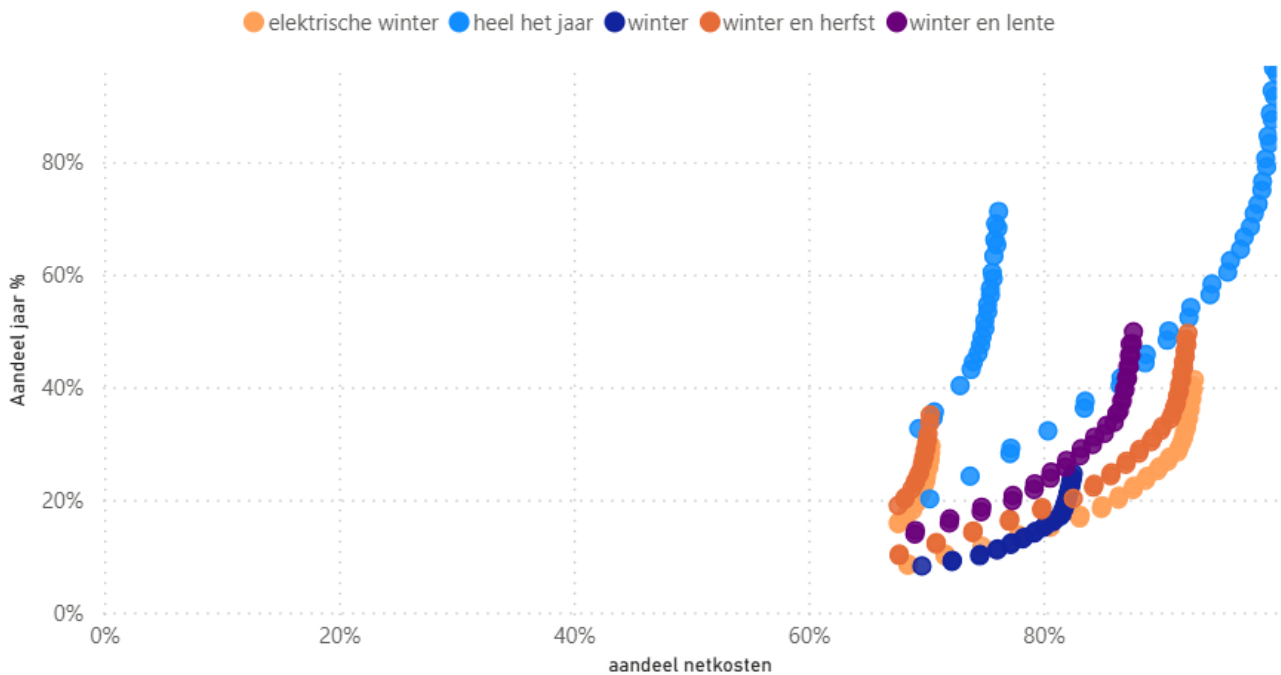
Stap 1) Bepalen van hoogste punt op 'efficient frontier'

We komen stilaan aan het kantelpunt waarbij er maar weinig assets bijkomen en de tijdsaanduiding sterk toeneemt.

In de winter nemen we hier de avond en late avond op, omdat het onduidelijk is hoe het verbruik om 22.00 uur en 23.00 uur als gevolg van dag/nacht en exclusief nacht zal evolueren. Eveneens is het succes van de communicatieactie een vandaag onbekende variabele. Om te voorkomen dat de piek te sterk naar voren schuift (cfr. 20.00 uur en 21.00 uur) maken we die vier uur een derde zone ToU. De winter is daarmee helemaal ingevuld.

Eens buiten de (elektrische) winter is de piekconcentratie helemaal verdwenen. We zien wel dat de uren populair in de winter grofweg ook dezelfde zijn buiten de winter. De seizoenen zijn echter niet evenwaardig. Een opdeling in seizoenen zou theoretisch juist zijn, maar omdat de beperkte kosten dan ook door zeer veel klant-kWh gedeeld worden, is dat geen zinvolle actie. Bovendien neemt ook de complexiteit toe. We

kiezen, zoals besproken, met de stakeholders voor eenvoud en behouden het uurschema ook buiten de winter, maar dan wel in de lage derde kostzone van ToU.



Figuur 54: De ToU-combinaties op de 'efficient frontier' vanaf ToU-piek.

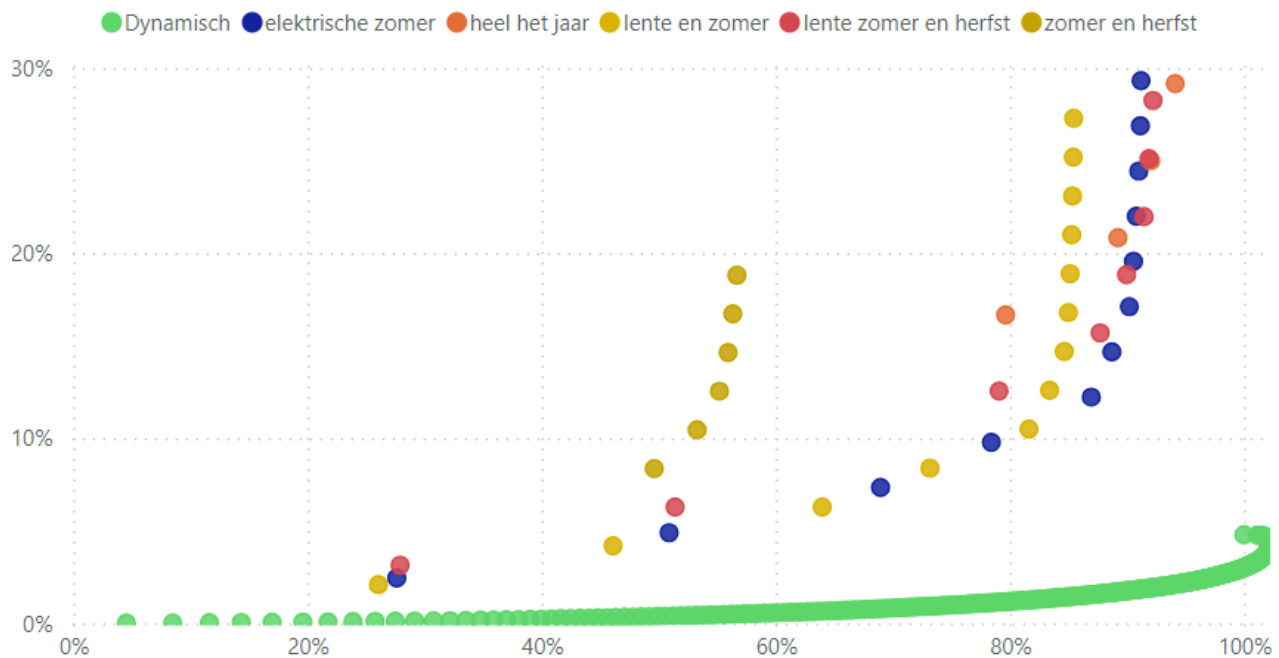
Tou_efficiëntie	Aandeel jaar %	Aandeel netfuncties	SeizoenPlus Label	Schoolvakantie	Feestdag	Type dag	Uur	Afstand in uur tov dynamisch AantalUren
847,64%	8,22%	69,67%	winter	beiden	beiden	beiden	3 blokken: 9 10 11 12 17 18 19 23	438,00
817,14%	8,38%	68,47%	elektrische winter	beiden	geen feestdag	beiden	3 blokken: 9 11 17 18 19	468,00
798,86%	9,04%	72,23%	winter	beiden	geen feestdag	beiden	3 blokken: 9 10 11 12 17 18 19 22 23	475,00
795,73%	8,61%	68,49%	elektrische winter	beiden	beiden	beiden	3 blokken: 9 11 17 18 19	488,00
781,52%	9,25%	72,26%	winter	beiden	beiden	beiden	3 blokken: 9 10 11 12 17 18 19 22 23	491,00
742,47%	10,05%	74,59%	winter	beiden	geen feestdag	beiden	3 blokken: 8 9 10 11 12 17 18 19 22 23	524,00
726,34%	10,27%	74,62%	winter	beiden	beiden	beiden	3 blokken: 8 9 10 11 12 17 18 19 22	544,00

Tabel 4: De ToU-combinaties vanaf ToU-piek volgen vrij goed de logica van de winter. Let wel, die uren hebben een magere ToU-efficiëntie (pieken per tijd) en worden meegenomen als ToU normaal.

AFNAME INCENTIVEREN BIJ INJECTIEPIEKEN

Met de huidige toewijzing aan kosten is de groep prosumanten, verantwoordelijk voor de sterke stijging van de theoretische injectiekosten, buiten schot, want hun injectiekost wordt niet toegekend. Het idee is bijgevolg om niet de injectie te incentivieren, maar om afname op dat moment goedkoop te maken. De stelling is dat bij bijkomende consumptie de injectie zal afnemen. Prosumanten zijn sowieso al aangezet om zoveel mogelijk zonnestroom te gebruiken. Klanten zonder zonnepanelen worden echter door het dagtarief afgeremd om ook op dat moment te verbruiken. Let wel, ook prosumanten worden aangezet om bijkomend

te verbruiken, want in het relevante seizoen van de ToU-piek en -superpiek is de opbrengst uit PV beperkt. Prosumenten verschuiven daarom enkel wat kan gedekt worden door hun PV-productie om niet aan dagtarief te verbruiken. Een ToU 'low' zou dus alle klanten aanzetten om de lokale consumptie (dus via het distributienet) te versterken. We zien dat voor de zonnige seizoenen 13.00 uur, 14.00 uur, 15.00 uur en in beperkte mate 16.00 uur de toon zetten.



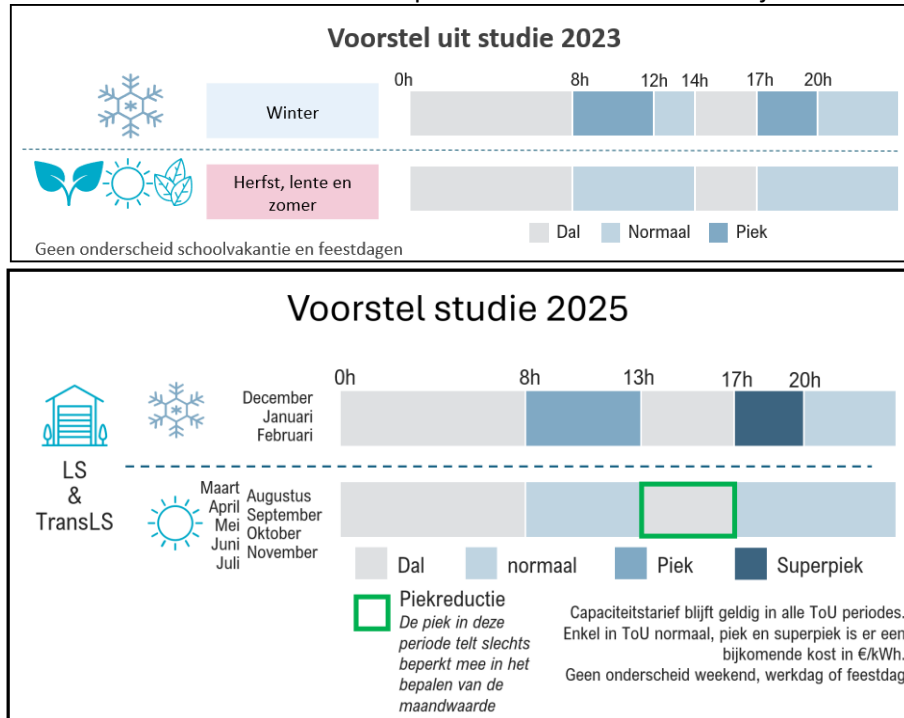
Figuur 55: De 'efficient frontier' van injectie.

Tou_efficientie	Aandeel jaar %	Aandeel netfuncties	SeizoenPlus Label	Schoolvakantie	Feestdag	Type dag	Uur	Afstand in uur tov dynamischAantalUren
1241,40%	2,09%	20,00%	lente en zomer	beiden	beiden	beiden	1 blok: 14	173,00
1125,71%	2,45%	27,63%	elektrische zomer	beiden	beiden	beiden	1 blok: 14	204,00
1100,51%	4,19%	46,11%	lente en zomer	beiden	beiden	beiden	1 blok: 13 14	339,00
1039,22%	4,90%	50,89%	elektrische zomer	beiden	beiden	beiden	1 blok: 13 14	394,00
1017,07%	6,29%	63,97%	lente en zomer	beiden	beiden	beiden	1 blok: 13 14 15	493,00
939,38%	7,34%	68,95%	elektrische zomer	beiden	beiden	beiden	1 blok: 13 14 15	573,00
889,14%	3,14%	27,91%	lente zomer en herfst	beiden	beiden	beiden	1 blok: 14	264,00
872,24%	8,39%	73,18%	lente en	beiden	beiden	beiden	1 blok: 13 14 15 16	653,00
579,74%	686,74%			beiden	beiden	beiden		1293,00

Tabel 5: De 'efficient frontier' van injectie. De middag en zonnige maanden weerspiegelen het belang van zonnepanelen.

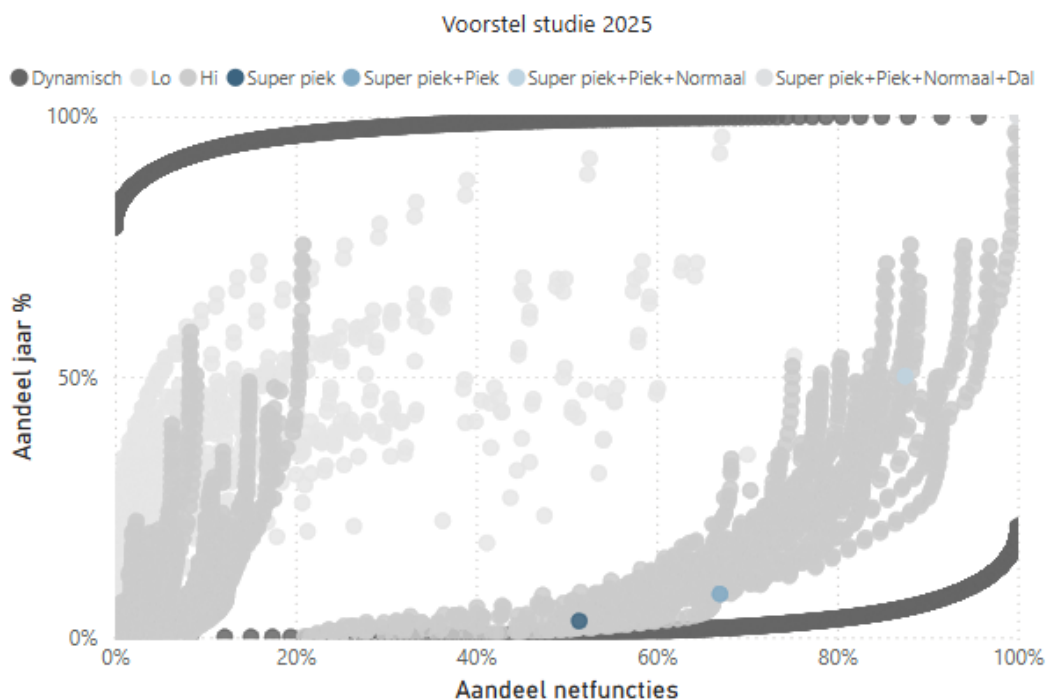
CONCLUSIE VOOR LAAGSPANNING

Brengen we de verschillende tijdzones samen, dan komen we tot het aangepaste schema hieronder. Decentrale productie is vanwege de energiecrisis sneller toegenomen dan verwacht, waardoor de zone tussen 12.00 en 14.00 uur verdeeld wordt over dal en piek, wat het schema eenvoudiger maakt. Het is mogelijk een vierde zone te maken door de avondpiek van de winter afzonderlijk te beschouwen.



Figuur 56: Het schema bekomen in de studie van 2023 en daaronder het aangepaste schema in 2025. Een superpiek kan zinvol zijn, maar uiteindelijk zullen de piek-dal-ratio's in hoofdstuk 1.3.5 de doorslag moeten geven.

Als laatste visualiseren we de punten op de gekende plot. We zien dat superpiek en piek dicht bij de 'efficient frontier' liggen en slechts weinig afwijken van een perfect werkend dynamisch tarief. Een hoog tarief is daar dus aangewezen. Bij normaal wijken we sterker af van de 'efficient frontier', enerzijds om eenvoud te bewaren en anderzijds vanwege de moeilijk in te schatten reactie met de huidige ToU dag en (exclusief) nacht.



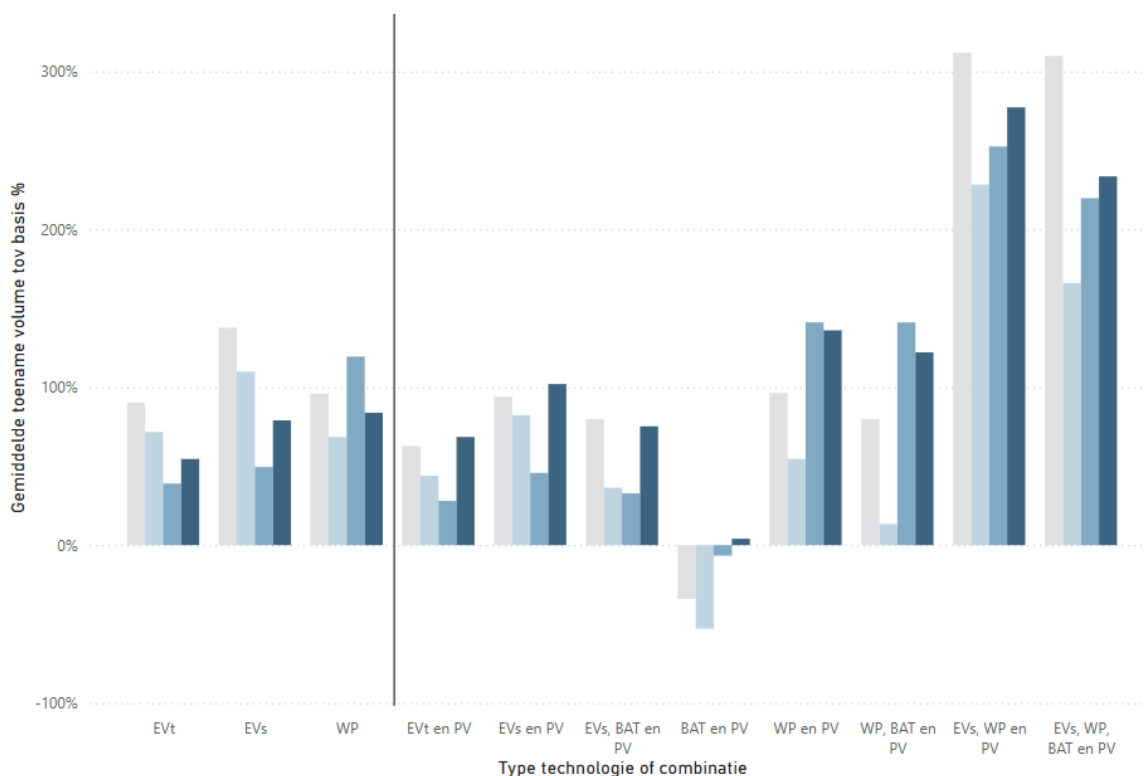
Figuur 57: De plot van de gekozen ToU-combinatie in deze studie. We cumuleren telkens de ToU-zones, omdat klanten logischerwijze altijd schuiven naar een goedkopere ToU-periode als ze reageren.

CONTROLE VOOR DE TOEKOMSTIGE KLANTEN

In de eerdere hoofdstukken werd een ToU-periode vastgelegd op basis van huidige data. Dat is inclusief het effect van het capaciteitstarief, de beperkte uitrol van elektrische voertuigen en warmtepompen in 2024. Door het klimaatbeleid verwachten we vooral dat de aantallen in elektrificatie van het koken, de mobiliteit en het verwarmen zich verder zullen ontwikkelen. Hetzelfde geldt voor PV-panelen en andere productie. Sommige klanten hebben zich echter al integraal geëlektrificeerd en produceren zelf energie. Technologie zal ook blijven evolueren. De warmtepomp van de toekomst heeft misschien een veel hogere COP, maar de essentie zal altijd blijven: als het koud is buiten, zullen de warmteverliezen het hoogst zijn. 's Nachts zal het altijd het koudst zijn en 's morgens willen we het warm hebben. Het is dus zinvol om het ToU-schema toe te passen op deze klanten.

Een eerste evaluatie van het individuele klantverbruik en piek werd uitgevoerd in hoofdstuk 1.3.1.3 (invloed van batterijen op laagspanningsklanten). We maken een onderscheid tussen elektrische voertuigen die traag laden en snelladen. De grens is 7,4 kW of 32 A monofasig en heeft als label EVt (elektrische voertuigen traag laden) en EVs (elektrisch voertuig snelladen).

In dit onderdeel nemen we de assumptie dat het aantal klanten met LCT zal toenemen én dat ze zich op een gelijkaardige manier als vandaag gedragen.



Figuur 58: Relatieve evolutie van de bruto-afname door plaatsing van LCT ten opzichte van klanten zonder die technologie. LCT gecombineerd met PV wordt vergeleken met klanten met enkel PV. LCT zonder PV wordt vergeleken met standaardklanten zonder PV. Er wordt een vergelijking gemaakt tussen 'echte' klanten, geen simulatie van die technologie.

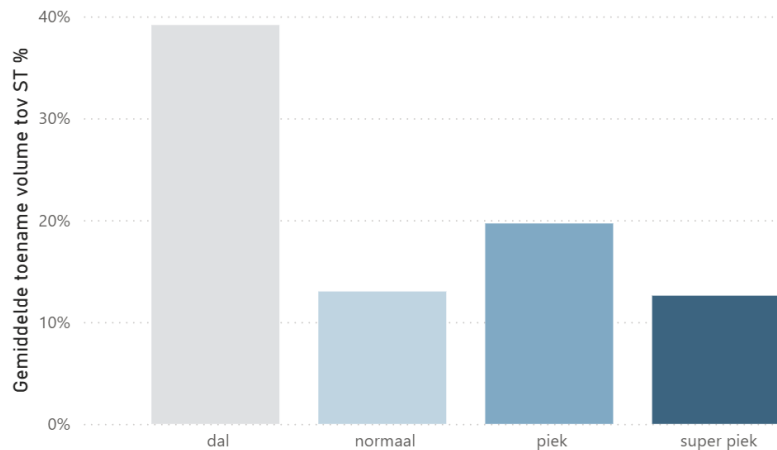
Voorbeeld uit de grafiek: door het laden van een elektrisch voertuig aan een vermogen van 7,2 kW of hoger bij klanten met PV (EVs en PV) verdubbelt het verbruik gedurende de ToU-superpiekperiode bij ongewijzigd gedrag.

Het is evident dat elektrificatie het verbruik doet toenemen. Wanneer dat verbruik stijgt, zetten we uit ten opzichte van het gekozen ToU-schema uit Figuur 56. De belangrijkste vaststelling is dat het verbruik ook sterk stijgt tijdens de systeempiekperiode van piek en superpiek. Het zijn die kWh die de systeempiek opdrijven.

In de meeste groepen is de positieve vaststelling dat de stijging het sterkst is tijdens de dalperiode. Dat is goed, want de helft van het jaar is dalperiode, waardoor een significante stijging in verbruik daar mogelijk is zonder piekverhogend te werken, mits spreiding van verbruik. Klanten zonder PV doen dit vermoedelijk om ofwel uit hun individuele maandpiek te blijven en/of om tijdens de goedkopere nachturen van de leverancier te verbruiken. Plaatsen die klanten PV erbij, dan is de stijging groter in de piek- en superpiekperiode. Mogelijk proberen die klanten verbruik te schuiven richting zelfconsumptie, gezien de beperkte productie in de winter. Omdat de toepassing nog niet volledig is opgeladen of opgewarmd, is er toch verbruik tijdens piekperiodes. Warmtepompen lijken dan weer sterk in de ochtendpiek te verbruiken.

Opvallend aan statische batterijen is dat er wel een daling is van het dalverbruik en het normaal verbruik, maar dat er geen impact is op de superpiekperiode en een zeer beperkte impact op de piekperiode. In het ToU-schema dat in deze studie is uitgewerkt, zouden klanten hun batterij opladen in de dalperiode en normale periode om vervolgens in de piek- en superpiekperiode te ontladen.

We vergelijken ook nog de evolutie van verbruik tussen klanten met dynamisch en statisch contract. Let wel in 1.3.1.3 (dynamische energietarieven) konden we al vaststellen dat klanten met een dynamisch tarief typisch een hoger jaarverbruik hebben. Dat is geen voorwaarde om dynamische tarieven te hebben, alleen een trend die we kunnen vaststellen. Mogelijk vinden enkel klanten met gemiddeld hoger verbruik het financieel zinvol om hiervoor te kiezen. We kunnen wel evalueren in welke ToU-periode dat verbruik hoger is. Aangezien deze klanten met de uurprijzen actief zijn, hebben ze het meeste verbruik in de dalperiode. Er is echter ook een stijging te noteren in de superpiek- en piekperiode. Ook klanten met dynamische tarieven zijn dus onvoldoende geïncentiveerd om dat bijkomende verbruik te verschuiven.



Figuur 59: Klanten met dynamisch tarief hebben een hoger verbruik dan klanten met een statisch tarief. We zien dat deze klanten actief zijn met energieprijzen, omdat het bijkomend verbruik vooral in de dalperiode ligt. Let wel, er blijft een significant aandeel verbruik ook in superpiek en piek. Dat kan bevestigen dat de marktprijs op dat moment onvoldoende incentive voorziet.

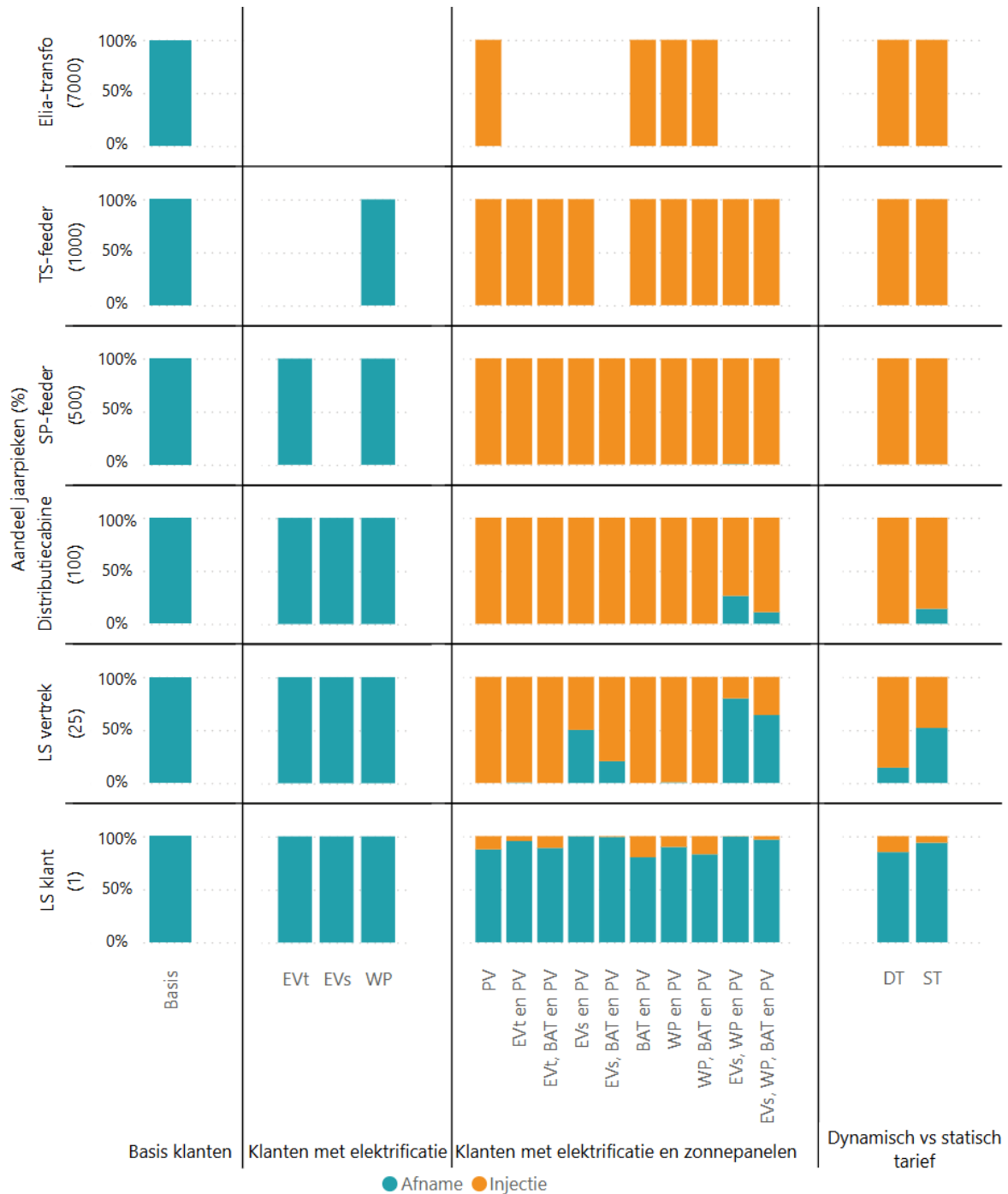
Laten we nu kijken naar hoe de piek van deze klanten evolueert op het net. Via een Monte Carlo-analyse wordt het distributienet nagebootst alsof al deze 'low carbon technology' (LCT) bij 100% van de klanten staat.



Hoe werkt onze visualisatie?

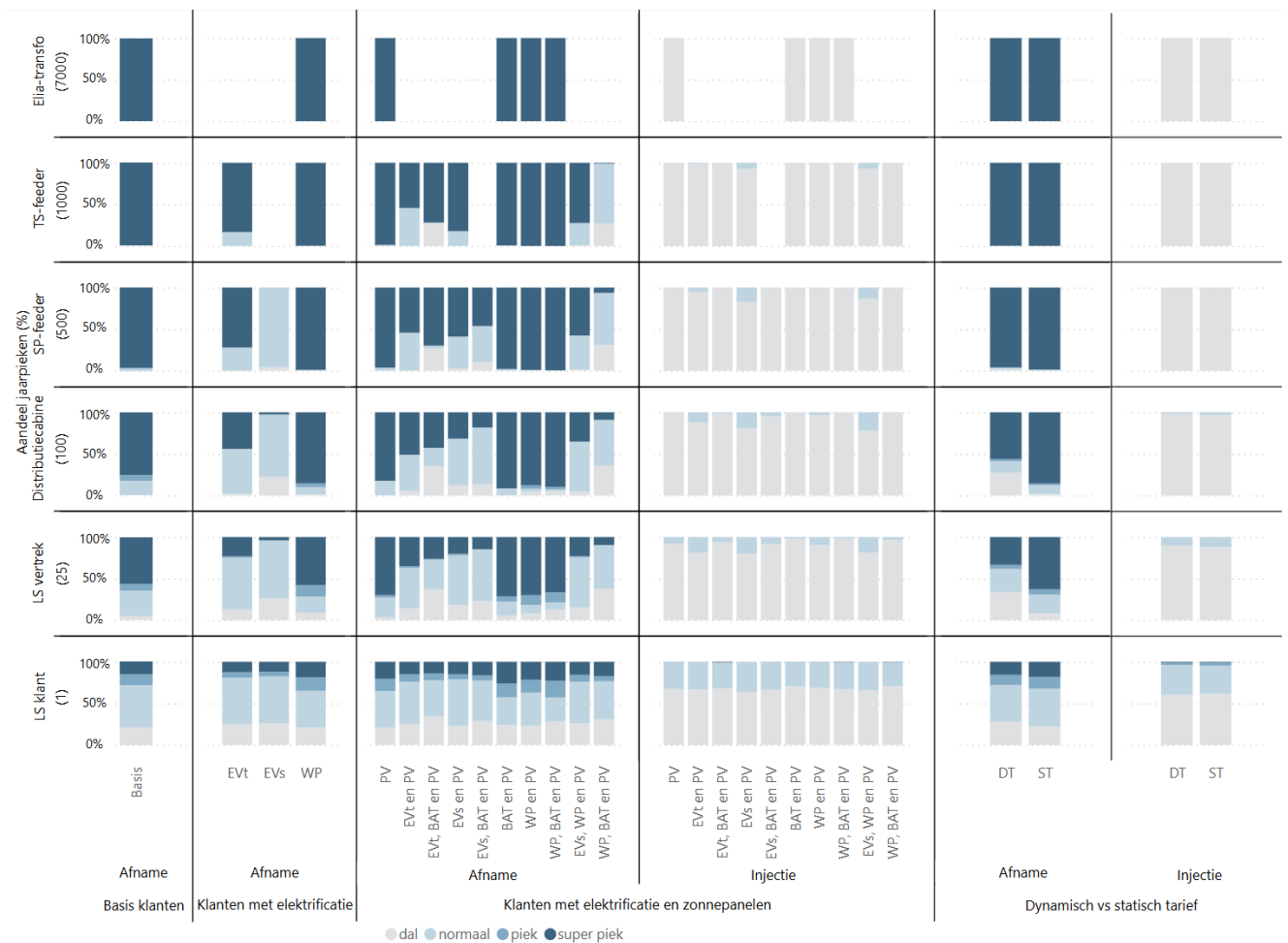
- De x-as geeft telkens aan welke technologie er wordt gesimuleerd. Als er bijvoorbeeld “EV en PV” staat, dan is die kolom exclusief opgebouwd met klanten die een elektrische wagen en zonnepanelen hebben (boven op hun gewone huishoudtoestellen). Dit zijn dus simulaties met ‘echte’ klanten in 2024, geen virtuele assumpties. Kolom ‘Basis’ is de doorsneeklant van vandaag die elektrisch of op gas kookt, op gas verwarmt, geen zonnepanelen heeft en rijdt op benzine of diesel.
- Op de y-as staan telkens waarden van 0 tot 100% die de uitkomst van de Monte Carlo-analyse voorstellen. Stel dat we 20% ToU normaal en 80% piek aflezen, dan wil dat zeggen dat 200 van de 1000 Monte Carlo-analyses een synchrone of gemeenschappelijke piek uitkomen in ToU-periode normaal. 800 van de 1000 runs kwamen vervolgens op de ToU-piek uit.
- In de rijen op de y-as visualiseren we verschillende netvlakken. Onderaan is ter informatie de verdeling van individuele klant-jaarpieken weergegeven. De niveaus daarboven zijn telkens de verschillende netvlakken van laag naar hoog. Tussen haakjes staat telkens hoeveel klanten gemiddeld op dat niveau zitten.
- Deze oefening is als volgt te interpreteren: valt de synchrone piek tijdens de piek- of superpiekperiode, dan is het ToU-voorstel altijd gunstig om dat verbruik te verschuiven weg van de piek. Valt de synchrone piek tijdens de dalperiode, dan is bijkomend verbruik daar aantrekken risicovol om die piek nog te verhogen. We dienen te evalueren hoe dat komt en hoe groot het risico is.
- Sommige netvlakken bevatten geen data, omdat er onvoldoende klanten beschikbaar zijn vandaag om de Monte Carlo-analyse statistisch correct uit te voeren.
- Dit soort oefening kan vandaag enkel met laagspanning, omdat toekomstig gedrag van de nieuwe middenspanningverbruikers veel moeilijker in kaart te brengen is. Er loopt hiervoor een apart traject ‘EnergieGRIP’.
- De analyses geven een beeld dat enkel zinvol te gebruiken is voor deze studie, zeker op de hoogste niveaus in het net. In de werkelijkheid zal het nooit voorkomen dat bijvoorbeeld een transformatorstation exclusief bestaat uit laagspanningsklanten met enkel warmtepompen. Synchrone laagspanningspieken zullen gecombineerd worden met het verbruik op middenspanning en mogelijk helemaal wegvallen. Het verbruik op middenspanning is in de nachtperiode namelijk veel lager. Deze extreme impactanalyse maakt het daardoor eenvoudig: als voor deze extreme situatie het ToU-venster correct gekozen blijkt, dan zal dat zeker ook het geval zijn voor combinaties op de middellange termijn.

Een eerste analyse in Figuur 60 evalueert de synchrone piek van de klanten naar richting (afname of injectie). Bij klanten zonder productie is dat evident altijd een afnamepiek. Bij klanten met productie is doorgaans de afnamepiek hoger dan de injectiepiek voor de individuele jaarpiek. Op het net steekt zeer snel de gelijktijdigheid van zonnepanelen de kop op en is er dominant een injectiepiek.



Figuur 60: Monte Carlo-analyse van de richting van de piek op de diverse netvlakken voor LCT-klanten en opdeling volgens contract bij de leverancier (DT = dynamisch tarief bij leverancier). Vanaf niveau distributiecabine is er zo goed als altijd een injectiepiek door de hoge gelijktijdigheid van de PV.

Omdat vooral een analyse nodig is van de afname, splitsen we in de volgende visualisaties de klanten met elektrificatie en zonnepanelen op in twee kolommen. Links voor hun hoogste afnamepiek en rechts voor hun injectiepiek. We evalueren wanneer de piek bij de klant en op het net valt voor elke LCT-groep in Figuur 61.

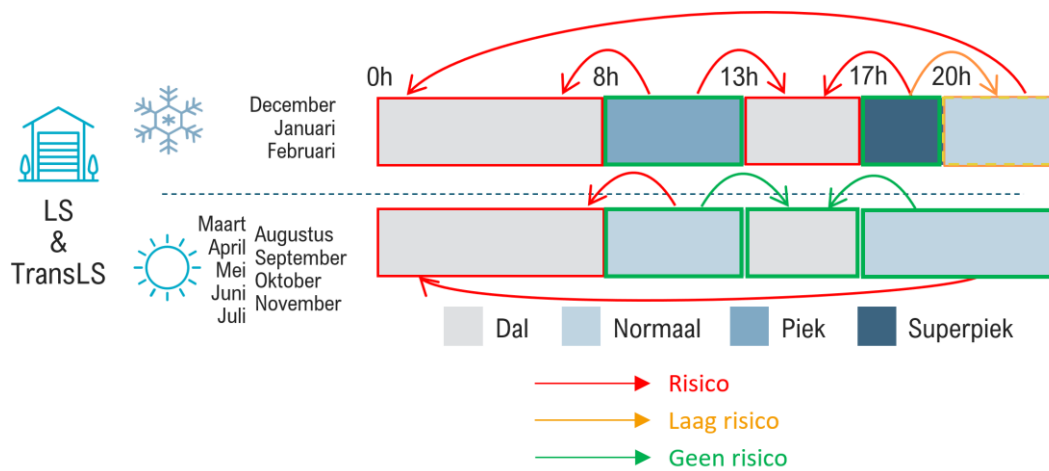


Figuur 61: Monte Carlo-analyse van piekmoment tijdens het gekozen ToU-venster.

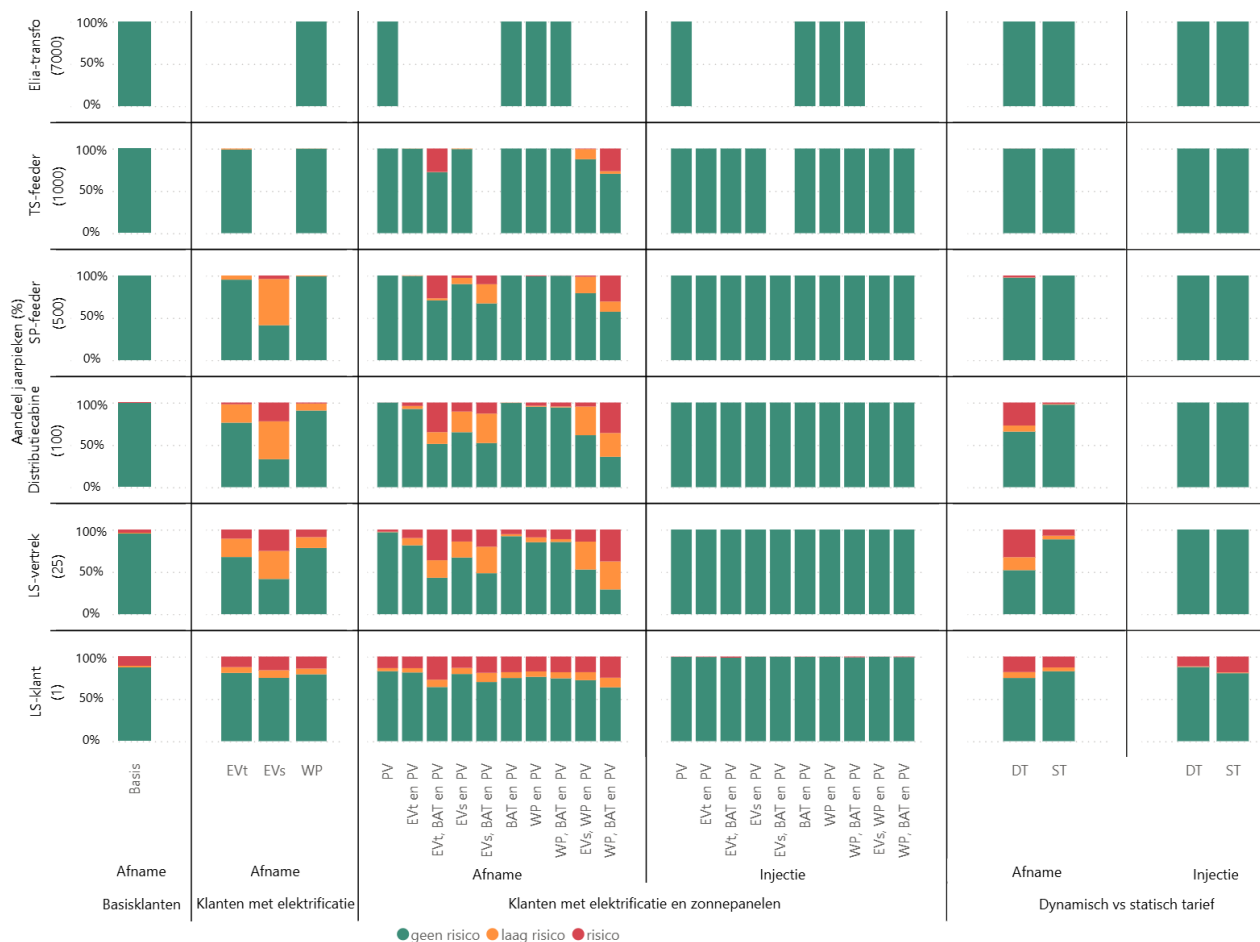
Specifiek bij de klanten met elektrische wagens die snelladen op laagspanning, valt de synchrone piek regelmatig buiten de piekperiode. Hoe erg is die impact? Er zijn vier zones in het ToU-voorstel die kritisch zijn om te bekijken in Figuur 63. Dat zijn de zones die weliswaar vandaag dal scoren, maar blijven die dat in de toekomst? Doordat klanten vandaag al reageren op bruto kWh, capaciteitstarief en dag/nacht bij de leverancier, hebben ze hun verbruik al verschoven. We analyseren bij hoeveel klanten de piek momenteel al in de ontvangende ToU-periodes valt.

- **Rood risico.** Dit zijn de dalperiodes zonder veel productie. We verwachten dat klanten volop naar deze periode schuiven
- **Het zou kunnen dat verbruik ook in deze periode sterkt toeneemt,** doordat klanten niet willen/kunnen wachten tot de dalperiode.
- **Geen risico;** deze zones worden net duurder in ToU. Het is dus onmogelijk dat ToU onverwacht hiernaar schuift.

De zone dal buiten de winter is geen risicozone, omdat PV hier actief is.



Figuur 62: De drie risicozones in het ToU-voorstel. Dat zijn de zones waarnaar het verbruik zal verschoven worden. Winter normaal zou kunnen stijgen, als het verbruik vanuit superpiek niet richting nacht schuift. Dal buiten de winter is met de groei van opgesteld vermogen PV in realiteit onverzadigbaar met afname.



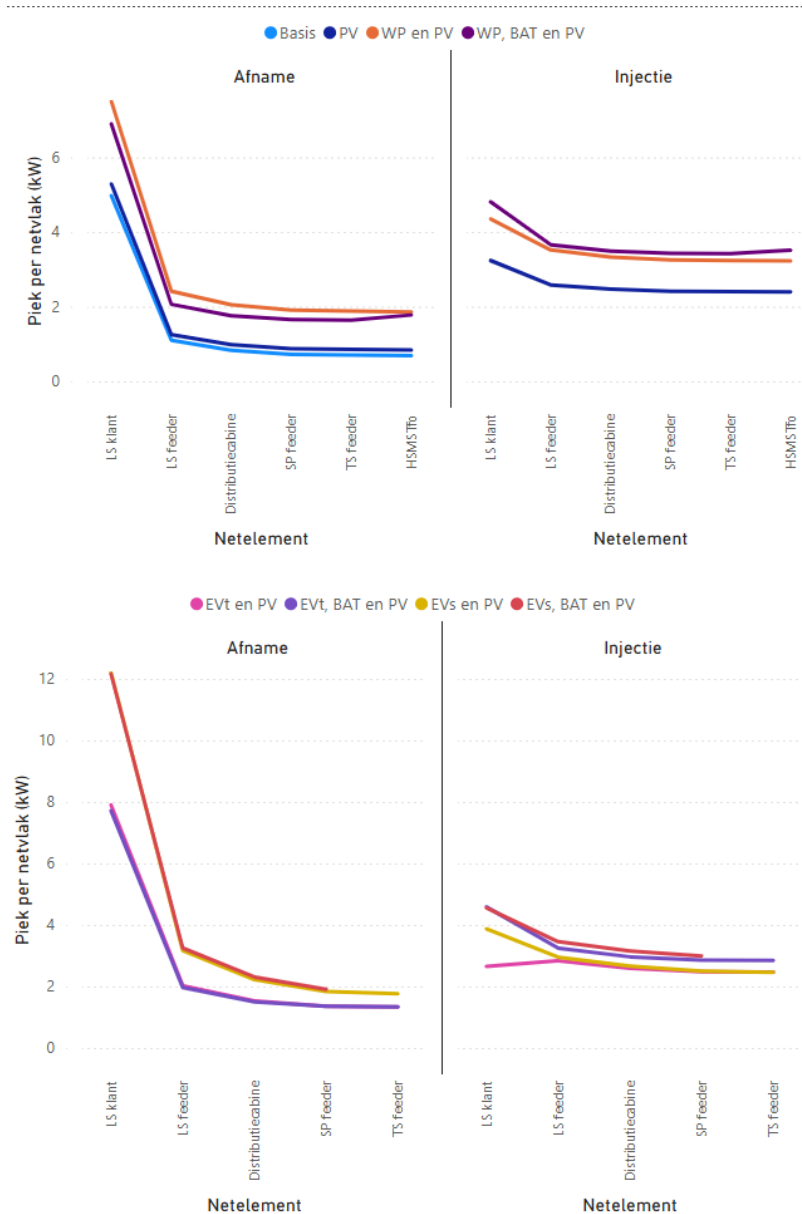
Figuur 63: Monte Carlo-analyse van piekmoment volgens de de risicozone in Figuur 62.

Klanten met snelladers op laagspanning voor elektrische voertuigen blijken in de late avond synchroon te laden met hoge pieken. Het capaciteitstarief duwt bij die klanten het verbruik onvoldoende plat. Dat zijn

echter klanten zonder zonnepanelen en een eerder beperkte groep. Ook de groep met warmtepomp, batterij en PV en de klanten met dynamisch energiecontract kunnen met de incentives vandaag pieken tijdens de ontvangen periodes. Beide groepen zijn echter zeer klein in aantallen, waardoor toeval niet uit te sluiten valt. We volgen deze groepen dan ook verder op.

We sluiten dit hoofdstuk af door nog verder op batterijen te focussen met de conclusies van hoofdstuk 1.3.1.3 (invloed van batterijen op laagspanningsklanten). Daar concludeerden we dat op individueel niveau batterijen geen impact hadden op het piekgedrag, noch bij afname, noch bij injectie. In Figuur 61 konden we bijkomend concluderen dat het moment van piek zowel individueel als op het net niet beïnvloed is. In deze laatste analyse in Figuur 64 kunnen we finaal vaststellen dat ook de hoogte van de piek op het net niet beïnvloed is door batterijen.

We visualiseren hier in essentie de gelijktijdigheid. Bijvoorbeeld voor basisklanten is de individuele jaarpiek afname gemiddeld 5 kW. Omdat niet alle klanten op hetzelfde moment pieken, is de synchrone piek op het net altijd lager. We gaan van gemiddeld 1,1 kW op laagspanningskabel naar 0,7 kW op Elia-niveau. Per bijkomende laagspanningsklant zonder elektrificatie zal het Elia-net gemiddeld 0,7 kW extra piek zien. Voor klanten met elektrificatie is die waarde systematisch hoger, maar er is geen wijziging vast te stellen tussen klanten met en zonder stationaire batterij.



Figuur 64: Evaluatie van de individuele gemiddelde jaarpiek op de verschillende netvlakken. Links de jaarpiek afname en rechts de jaarpiek injectie. Boven de evaluatie voor klanten met warmtepompen en onderaan voor elektrische voertuigen. We zien dat de injectiepiek op het net systematisch hoger is dan bij afname en dat batterijen geen invloed hebben op de pieken. (Dat stellen we vast doordat de lijnen zo goed als op elkaar liggen.)

We concluderen dat het gekozen ToU-venster de klanten met opkomende technologie correct incentiveert om hun verbruik te schuiven. Zonder aanpassing van het tariefmodel met voldoende incentive, stijgt het verbruik vandaag sterk tijdens de kritische piek- en superpiekperiode, met hoge systeempieken tot gevolg. Opvallend zijn stationaire batterijen die, ondanks hun enorme potentieel vandaag, in het huidige tariefmodel helemaal geen bijdrage of baat aan het net en piekproductiecapaciteit Vlaanderen leveren.

1.3.4.3 Tijdsvenster statische ToU middenspanning

Ook voor middenspanning doorlopen we de flow. Voor laagspanning werd een gedetailleerde uitleg voorzien over de methodiek. Voor middenspanning focussen we ons dus op de resultaten.

HOOGSTE ToU-ZONE AFNAME

Voor afname wordt gewerkt met de tijdsreeks minimum één jaar. Dat is de tijdsreeks met alle gemeten netfuncties en daar telkens de hoogste piek gemeten over alle jaren. Enkel de assets waar ook middenspanningsklanten op aangesloten zijn, worden meegenomen in deze analyse.

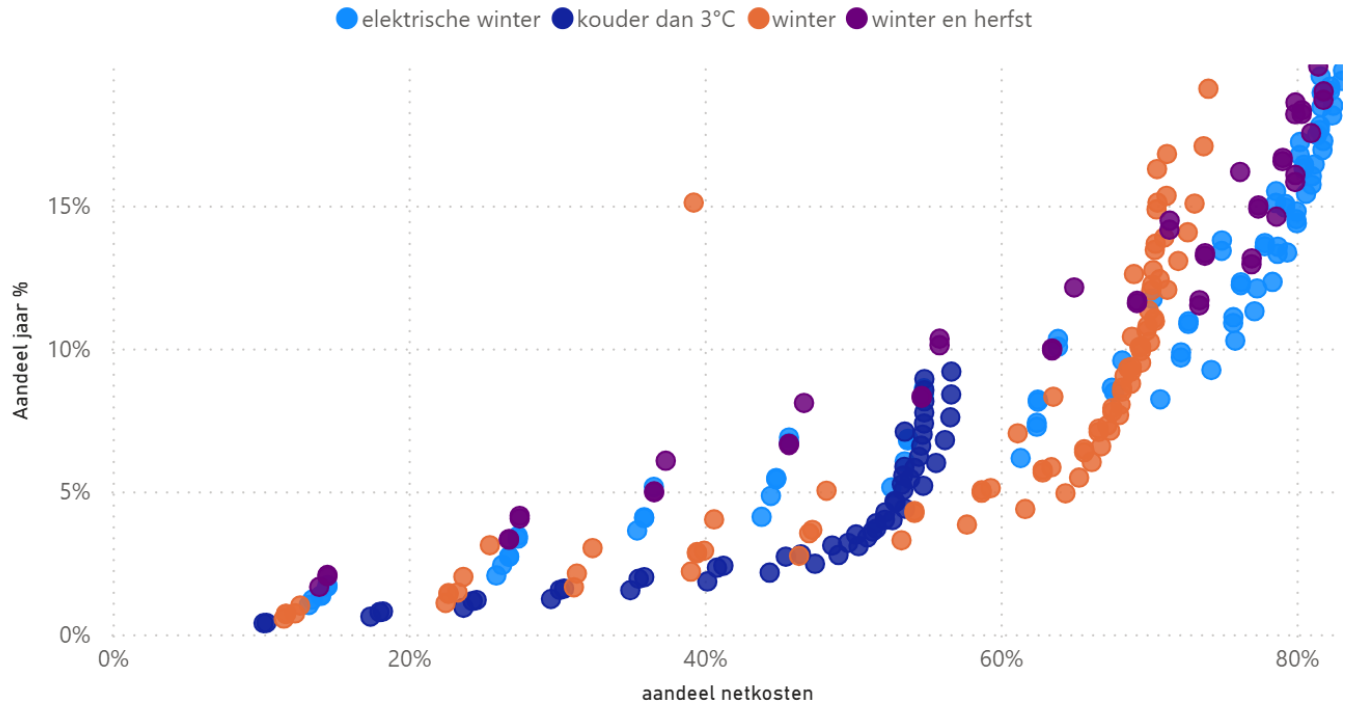
Stap 1) Bepalen van hoogste punt op 'efficient frontier'

Gaan we over de 'efficient frontier' van Figuur 65, dan concluderen we:

- Het meest efficiënte ToU-punt (aandeel netfuncties/aandeel jaar) is in de winter om 18.00 uur op werkdagen.
- Het punt dichtst bij de dynamische tarieven is winter, om 18.00 uur op werkdagen.

De pieken 's morgens zijn nagenoeg gelijkwaardig aan 18.00 uur. We parkeren dit even naar '

- Tweede hoogste ToU-zone afname'.
- Zie leestip in 1.3.1.1 voor opmaak van deze 'efficient frontier'-grafiek.



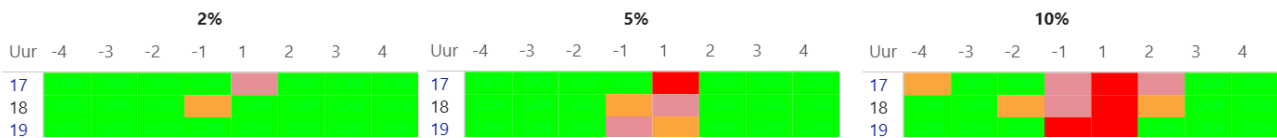
Figuur 65: De ToU-combinaties opgedeeld in seizoen voor middenspanning.

Tou_efficientie	Aandeel jaar %	Aandeel netfuncties	SeizoenPlus Label	Schoolvakantie	Feestdag	Type dag	Uur	Afstand in uur tov dynamischAantalUren
2111,33%	0,55%	11,57%	winter	geen schoolvakantie	geen feestdag	werkdag	1 blok: 18	42,00
2053,18%	1,10%	22,50%	winter	geen schoolvakantie	beiden	werkdag	2 blokken: 9 18	76,00
1896,22%	1,64%	31,17%	winter	geen schoolvakantie	geen feestdag	werkdag	2 blokken: 8 9 18	109,00
1782,72%	2,19%	39,07%	winter	geen schoolvakantie	beiden	werkdag	3 blokken: 8 9 11 18	138,00
1693,04%	2,74%	46,38%	winter	geen schoolvakantie	beiden	werkdag	2 blokken: 8 9 10 11 18	164,00
1687,43%	0,73%	12,33%	winter	geen schoolvakantie	geen feestdag	beiden	1 blok: 18	57,00
1641,60%	1,43%	11,71%	winter	beiden	beiden	werkdag	1 blok: 18	55,50
1621,39%	3,29%	53,31%	winter	geen schoolvakantie	beiden	werkdag	2 blokken: 8 9 10 11 17 18	188,00
1595,04%	1,46%	23,31%	winter	geen schoolvakantie	geen feestdag	beiden	2 blokken: 9 18	107,00
1590,48%	2,85%	22,69%	winter	beiden	beiden	werkdag	2 blokken: 9 18	105,00
1505,03%	3,84%	57,73%	winter	geen schoolvakantie	beiden	werkdag	2 blokken: 8 9 10	217,00

Tabel 6: De statische ToU-combinaties gesorteerd op ToU-efficiëntie.

Stap 2) Controle op onstabiele periodes via piek/prijselasticiteit.

Het is wenselijk dat klanten reageren op het ToU-sigitaal en hun verbruik verschuiven. Om een stabiel schema te behouden, moeten de uren rond de piek voldoende lager liggen. Gelijkaardig aan laagspanning zou 18.00 uur op werkdagen bij de minste reactie al onstabiel zijn. Het is noodzakelijk om 17.00, 18.00 en 19.00 als één volledig blok te beschouwen. Het potentieel om te schuiven ligt bij middenspanning rond de 10%, wat een stuk lager is dan bij laagspanning.



Figuur 66: Controle op onstabiele combinaties. Bij het uur in de rijen dient telkens het aantal uur in de kolommen opgeteld te worden. Voor dat uur is dan de volgende kleurcode actief.

- Meer dan 75% van de assets heeft een werkelijke piek die lager is dan het opgegeven percentage.
- Meer dan 50% van de assets heeft een werkelijke piek die lager is dan het opgegeven percentage.
- Meer dan 25% van de assets heeft een werkelijke piek die lager is dan het opgegeven percentage.
- Minder dan 25% van de assets heeft een werkelijke piek die lager is dan het opgegeven percentage.

We concluderen, gelijkaardig aan laagspanning, dat 17.00, 18.00 en 19.00 een geheel vormen. Het reductiepotentieel ligt rond de 10%.

Wat als de piek met X% zou verschuiven naar een andere combinatie van type dag?



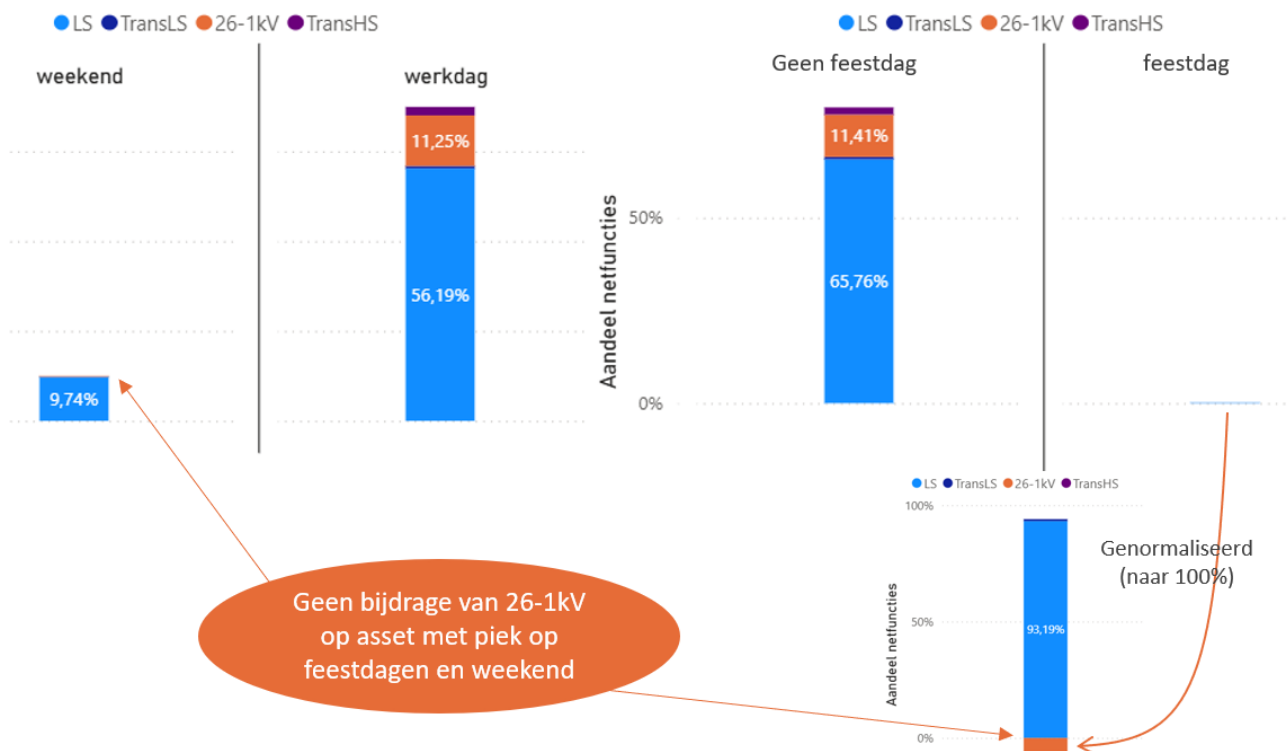
Figuur 67: De piek/prijselasticiteit voor het type dagen met in de rijen het reductiepercentage. Ook bij middenspanning is duidelijk dat type dag geen rol speelt.

Niet geheel onverwacht is ook het type dag van geen invloed om tarieven op te bepalen. Let wel, voor middenspanning doen we een bijkomende stap alvorens een volledige conclusie te kunnen schrijven.

Bijkomende stap: Is de klantengroep wel actief in de periode?

Een middenspanningsnetwerk met enkel middenspanningsklanten is zeer uitzonderlijk in Vlaanderen. Op de meeste plaatsen bedient het middenspanningsnetwerk ook het laagspanningsnetwerk. De vraag stelt zich

dus of de piek getrokken op een middenspanningsasset waar middenspanningsklanten op zijn aangesloten, wel degelijk veroorzaakt wordt door de klantengroep middenspanning.



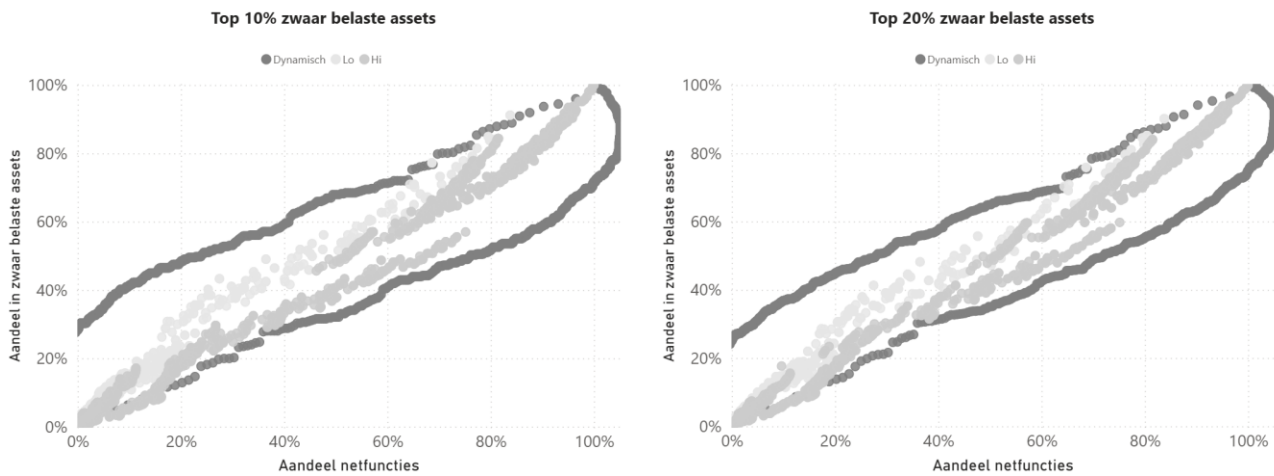
Figuur 68: De impact op de assets met middenspanningsklanten aangesloten. In zowel het weekend als op feestdagen zijn er wel een beperkt aantal assets met hun jaarpiek, maar middenspanning is daarvoor niet verantwoordelijk.

In het weekend levert de middenspanningsgroep een zeer beperkte bijdrage aan de jaarpieken. Op feestdagen levert de groep collectief zelf een negatieve bijdrage. Dat wil dus zeggen dat de groep collectief aan het injecteren is, terwijl de asset zijn jaarpiek op afname heeft. Zonder de klantengroep middenspanning zou de jaarpiek op de asset dus nog hoger zijn geweest.

We concluderen dat er in het weekend en op feestdagen wel degelijk assets zijn met hun jaarpiek, maar dat de klantengroep middenspanning er niet verantwoordelijk voor is. Bijgevolg kan die periode vrijgesteld worden van de (super)piekperiode.

Stap 3) Bepalen van combinaties met hoogste baat

In de vorige stappen bepaalden we op basis van alle assets de ideale ToU-periode. In werkelijkheid zal een ToU echter het snelst een voordeel opleveren op die assets die vandaag het zwaarste belast zijn.



Figuur 69: Op de x-as behouden we het aandeel netfuncties volgens de gebruikte sortering, maar we filteren zodat enkel de top 10% en 20% zwaarst belaste assets overblijven. Enkel de assets met middenspanningsklanten zijn opgenomen. Op de y-as staat hoeveel % van de top 10% of 20% assets zijn opgenomen in het ToU-voorstel.

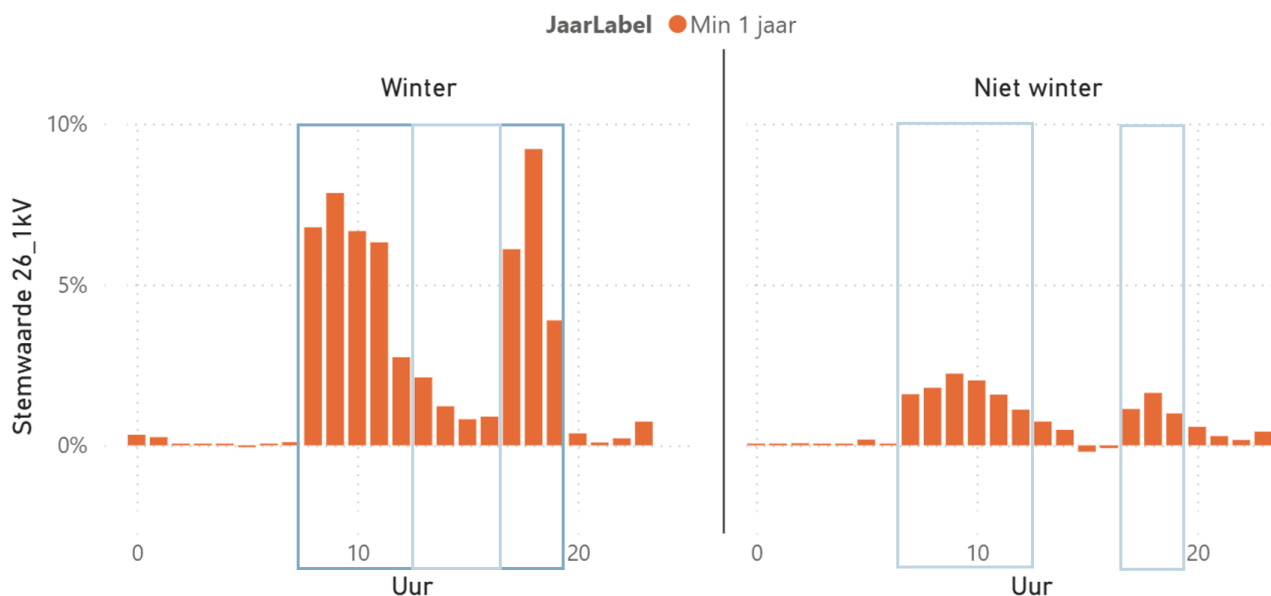
Figuur 69 toont een nogal grillig verloop, omdat het aantal assets eerder beperkt is. Het lineaire verloop blijft echter wel behouden. Distributienetten worden aangelegd over decennia heen.

We concluderen dat de variabele 'zwaarst belaste asset eerst' geen bepalende factor is om ToU-voorstellen te kiezen. De conclusie is geldig voor zowel statische als dynamische stuursignalen in alle ToU-zones.

TWEEDE HOOGSTE TOU-ZONE AFNAME

Stap 1) Bepalen van hoogste punt op 'efficient frontier'

Bij het bepalen van de hoogste ToU-zone was al duidelijk dat de avond- en ochtendpiek zeer dicht bij elkaar liggen. We visualiseren de grafiek opnieuw, maar als staafdiagram in Figuur 70. Het is theoretisch correct dat 18.00 uur het hoogste is, maar het verschil met de ochtend is te beperkt om hier een aparte ToU-zone van te maken. We onderzoeken in dit hoofdstuk de ochtend afzonderlijk, maar zullen hetzelfde tarief toekennen als aan 17.00, 18.00 en 19.00 uur.

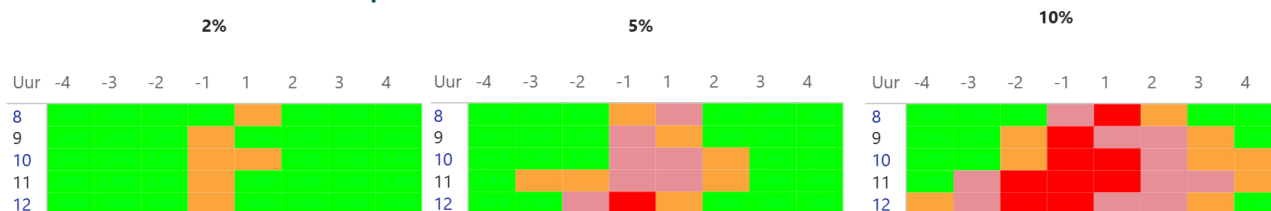


Figuur 70: Impact per uur per seizoen voor klantengroep middenspanning.

Stap 2) Controle op onstabiele periodes via piek prijselasticiteit

09.00 uur is het ochtenduur met de hoogste impact. Bij een kleine verschuiving van 2% naar het uur ervoor zou 8.00 uur onmiddellijk het nieuwe hoogste piek uur worden. Assets met hun jaarpiek om 08.00 uur verschuiven dan al vlug naar 09.00 uur. Bij een hogere verschuiving kleurt het volledige ochtendblok snel rood. Ook voor de ochtend valt te concluderen dat de verschuiving ToU maximaal rond de 10% ligt.

Wat als de piek met X% zou verschuiven naar X uur ervoor of erna?

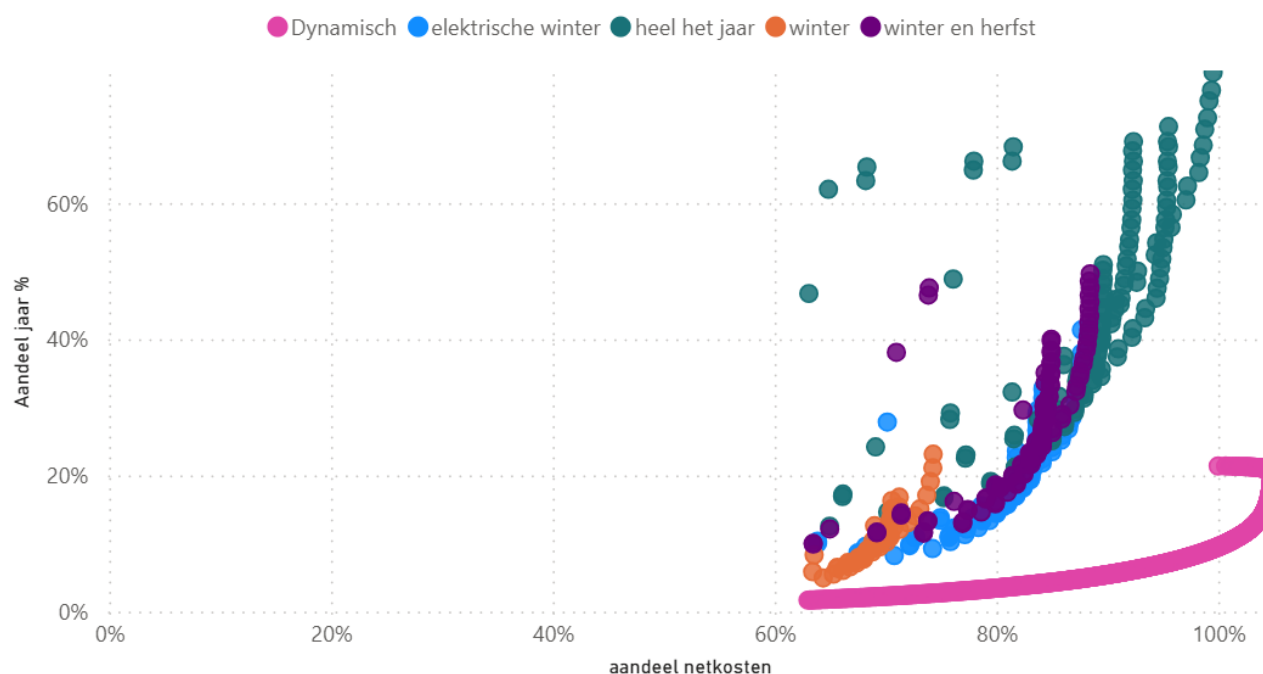


We concluderen dat de winterochtend als aparte periode kan geïntroduceerd worden, maar op dezelfde hoogte staat als de avondpiek voor middenspanning.

DERDE HOOGSTE TOU-ZONE AFNAME

Stap 1) Bepalen van hoogste punt op 'efficient frontier'

Met de ochtend- en avondpiek in de winter is 63% van de assets reeds geïncentiveerd. Vanaf dit punt blijft er echter een beperkt lineair stuk van de winter over op de 'efficient frontier'. Dat lineaire stuk bevat alle uren met uitzondering van de nacht. Een middagdal, zoals zichtbaar bij laagspanning, is er dus niet bij middenspanning. Dat bevestigt de analyse bij laagspanning. De prosumenten op dat spanningsniveau produceren veel te veel in vergelijking met de consumptie en injecteren voor de volledige klantengroep laagspanning. De middenspanningsklanten nemen vervolgens van de lokaal geproduceerde energie af via afname op het middenspanningsnetwerk.



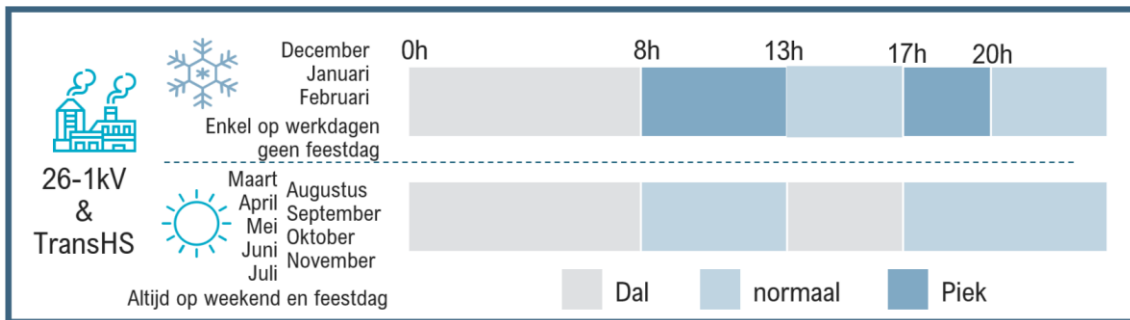
Figuur 71: Er blijft een lineair stuk in de winter om bijkomend te incentivieren.

Tou_efficiëntie	Aandeel jaar %	Aandeel netfuncties	SeizoenPlus Label	Schoolvakantie	Feestdag	Type dag	Uur	Afstand in uur tov dynamisch	Aantal uren
1022,44%	12,84%	65,65%	winter	beiden	beiden	werkdag	2 blokken: 8 9 10 11 12 13 17 18 19	397,50	
933,80%	14,27%	66,62%	winter	beiden	beiden	werkdag	3 blokken: 8 9 10 11 12 13 15 17 18 19	453,00	
860,83%	15,70%	67,56%	winter	beiden	beiden	werkdag	2 blokken: 8 9 10 11 12 13 14 15 17 18 19	508,50	
803,04%	8,49%	68,20%	winter	beiden	geen feestdag	werkdag	3 blokken: 8 9 10 11 12 13 14 15 17 18 19 23	561,00	
798,98%	8,47%	67,68%	elektrische winter	beiden	geen feestdag	werkdag	2 blokken: 8 9 10 11 17 18 19	562,00	
790,44%	8,63%	68,22%	winter	beiden	beiden	werkdag	3 blokken: 8 9 10 11 12 13 14 15 17	573,00	

Tabel 7: De statische ToU-combinaties gesorteerd op ToU-efficiëntie, gemeten na ToU-piek (hoogste en tweede hoogste zone).

CONCLUSIE VOOR MIDDENSANNING

Voor middenspanning bekomen we Figuur 72. Er is een duidelijke ochtend- en avondpiek in de winter. Middenspanningsklanten aangesloten op assets met een jaarpiek afname in het weekend of op feestdagen zijn echter niet actief of injecteren zelf op dat moment. Het tijdschema met dure ToU-piekperiode is daarom enkel actief tijdens de winter op werkdagen en buiten de feestdagen. In de wintermaanden is het middag "dal" onmogelijk toe te kennen voor middenspanningsklanten, omdat er te veel assets op dat moment toch hun individuele jaarpiek hebben. Buiten die winterperiode, in alle weekends of op feestdagen is een beperkte normaal- en dalcombinatie actief. Er is ook een ochtend en avondperiode, waardoor we de uren van het winterschema volgen voor eenvoud. Prosumenten injecteren op het middagdall buiten de winter zoveel dat de afname door middenspanning ruimschoots wordt gecompenseerd en dal wel degelijk terecht wordt toegekend.



Figuur 72: Het bekomen schema voor middenspanning.

CONTROLE VOOR TOEKOMSTIG VERBRUIK

Deze laatste stap is vandaag niet mogelijk wegens een te beperkte input van onze middenspanningsklanten. We werken hier verder om met onze klanten toekomstige profielen op te maken via onder andere het initiatief 'EnergieGRIP': <https://www.fluvius.be/nl/energiegrip>.

1.3.5 Hoogte van het prijssignaal

Nu het ToU-schema is vastgelegd, evalueren we de impact van dit schema. Indien de databeheerder dit schema implementeert, verdwijnt het bestaande dag-/nachttafiet en bieden ook leveranciers het nieuwe tijdschema automatisch aan. Wat is de impact daarvan op reactie van de klanten? Zijn er andere initiatieven die een invloed kunnen hebben naast ToU, zoals bijvoorbeeld onevenwicht-incentives? In essentie gaat dit hoofdstuk na of het noodzakelijk is bijkomend te incentiviseren als netbeheerder.

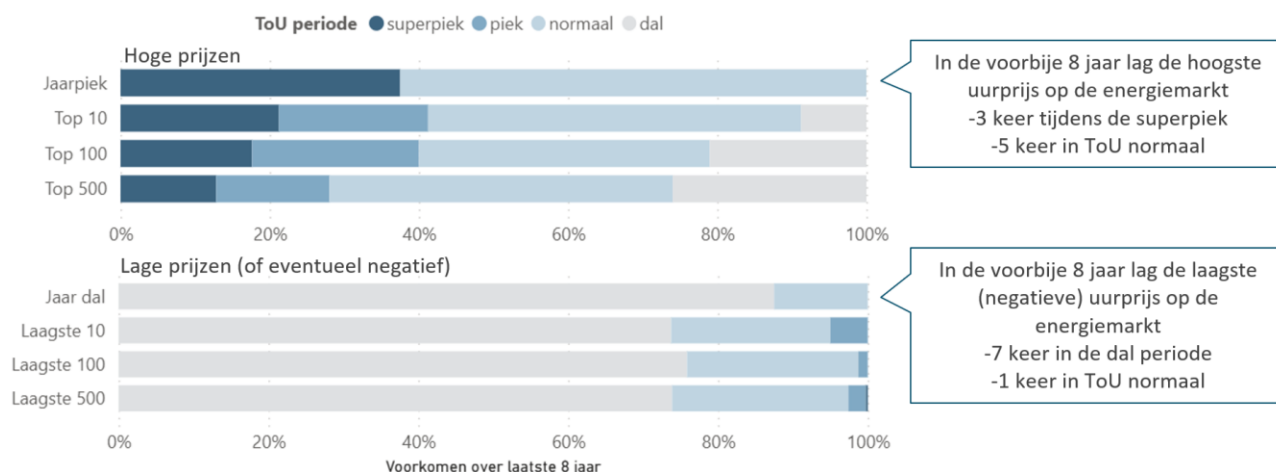


1.3.5.1 Impact van het gekozen schema op de leveranciers

De prijsvorming op de energiemarkt wordt vooral gedreven door vraag en aanbod op Belgisch niveau, los van de toestand van het distributienet. Hierna onderzoeken we de correlatie tussen prijsvorming op Belgisch niveau en de belasting van het distributienet.

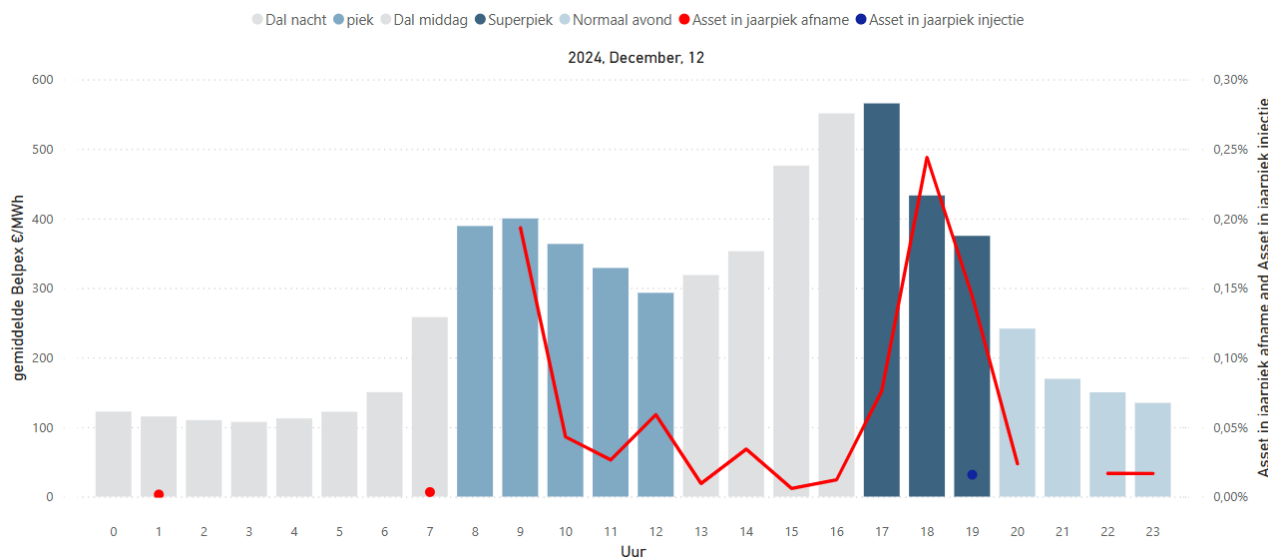
EXTREME MARKTPRIJZEN

Extreme marktprijzen blijven voorkomen tot minstens 2037, zoals bepaald in de Adequacy-studie van Elia²³. Een dag met hoge marktprijs is ook een dag met hoge piek/dalverhouding van honderden euro per MWh. Dagen zoals deze verdienen bijgevolg onze aandacht, want indien ze samenvallen met zware netbelasting, dan zal bij doorbreken van dynamische tarieven, tarieven met dynamische ToU of andere innovatieve tariefformules de klant dankzij dit mechanisme geïncentiveerd zijn om zijn verbruik te schuiven. Een evaluatie van de voorbije acht jaar doet echter uitschijnen dat deze dagen meestal niet voorkomen tijdens de voor het net kritische superpiek- en piekperiode.



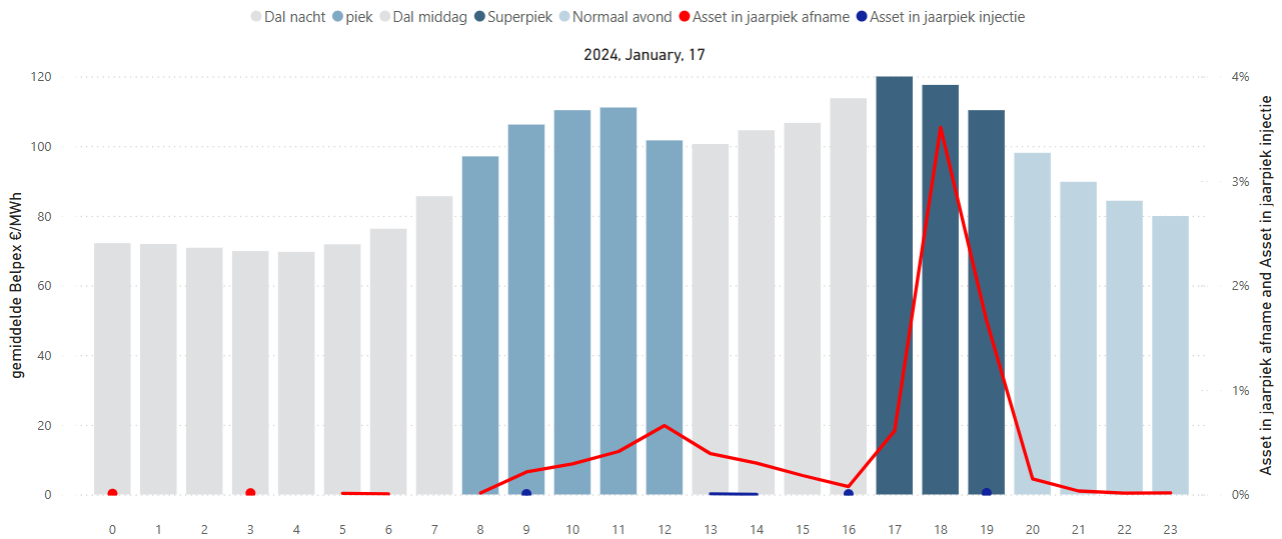
Figuur 73: Wanneer komen de extreme marktprijzen (zowel hoge als lage) voor? Voor afname is dit meestal buiten superpiek en piek, waardoor we niet op de markt kunnen rekenen voor duurzaam energieschuiven. De lage prijzen liggen meestal wel in de dalperiode. Dat is positief, want lage prijzen trekken verbruik en dat valt samen met wanneer ons net in injectie verkeert.

Laten we Figuur 73 concreet maken door te focussen op twee specifieke dagen in 2024. Op 12 december 2024 kwam de hoogste jaarprijs van dat jaar voor, met 550 euro/MWh en een zeer hoge piek/dalverhouding van 400 euro/MWh. Op het net was dat echter helemaal geen drukke dag, met slechts 0,91% van onze assets die hun hoogste jaarpiek hadden. Die extreme prijs kwam voor om 17.00 uur – toen hadden 0,07% van onze assets hun jaarpiek. Dringend verbruik om 17.00 uur werd daarom misschien naar 18.00 uur verschoven, maar toen hadden we drie keer meer assets met hun jaarpiek.



Figuur 74: In balkjes met de linker as de euro/MWh in de markt. Rechts met de rode lijn, het percentage van assets met een jaarpijk afname. We visualiseren de dag met hoogste piekprijs op de markt.

In schril contrast staat 17 januari 2024, een koude dag met aanvriezende regen en zware sneeuwval. Welgeteld 1 op 10 assets van de netbeheerders noteert die dag zijn hoogste jaarpiek. Op de energiemarkt is die piek op het distributienet helemaal niet terug te vinden. Die dag draaiden alle centrales zoals verwacht en waren gas- en CO₂-prijzen op normale niveaus. De klassieke verdubbeling tussen middernacht en de avond is af te lezen, wat voor 2024 resulteert in 50 euro/MWh verschil.



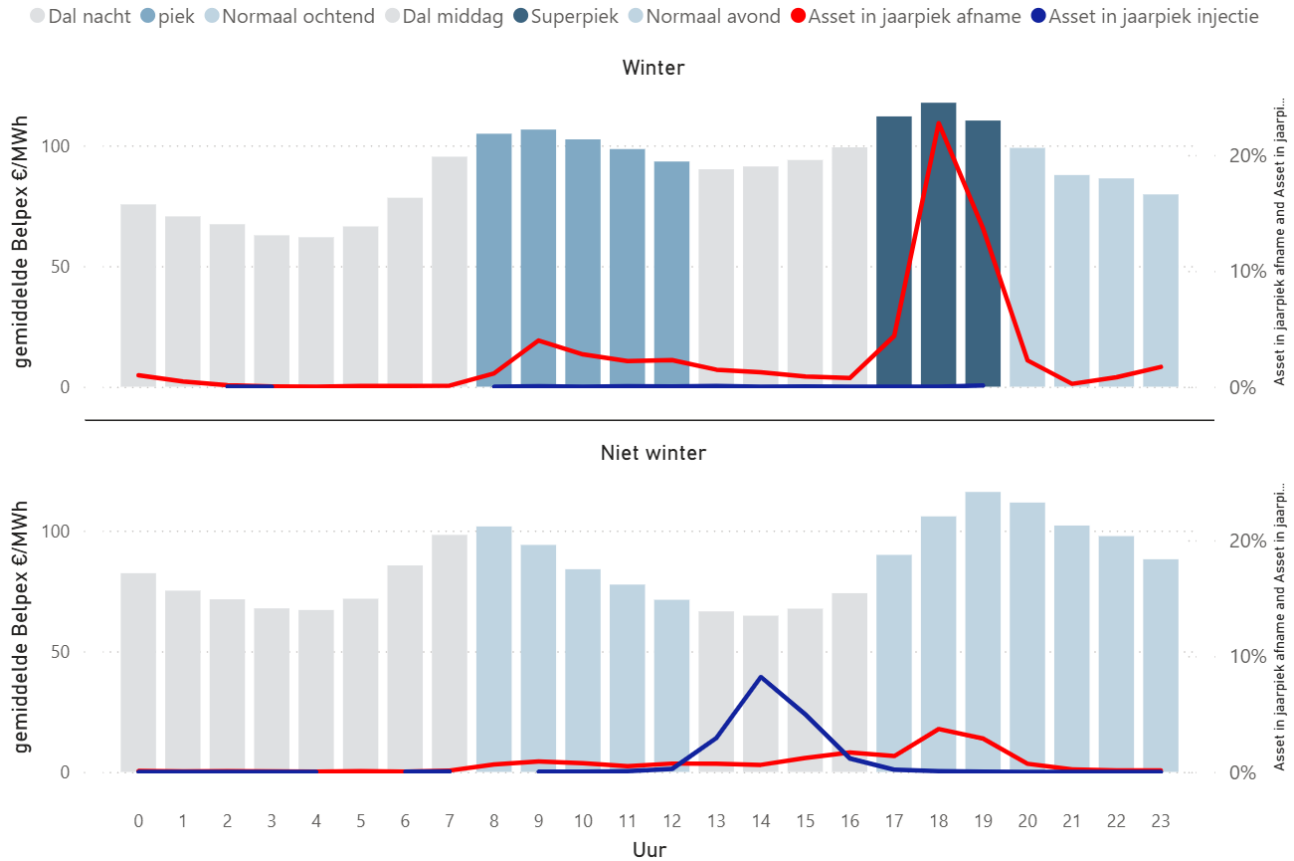
Figuur 75: In balkjes met de linkeras de euro/MWh in de markt. Rechts met de rode lijn het percentage van assets met een jaarpiek afname. We visualiseren de dag met hoogste piekprijs op de markt.

We concluderen dat de netbeheerder niet kan vertrouwen op extreem hoge marktprijzen om zijn net minder te gaan dimensioneren voor afname. Een extreme piek/dalverhouding op de markt kan samenvallen met hoge netbelasting, maar dat is dan toeval.

Voor injectie blijken de extreem lage prijzen wel te vallen in voornamelijk dal of normaal. Die lage prijzen kunnen verbruik aantrekken weg van superpiek en piek, en daardoor congestie op het net voorkomen.

GEMIDDELDE MARKTPRIJZEN

Kiezen klanten voor ToU bij hun leverancier, dan kiezen ze per definitie voor gemiddelde marktprijzen. We konden al vaststellen dat de extreme prijzen niet goed correleren met netbelasting – hoe zit dat dan voor gemiddelde marktprijzen?



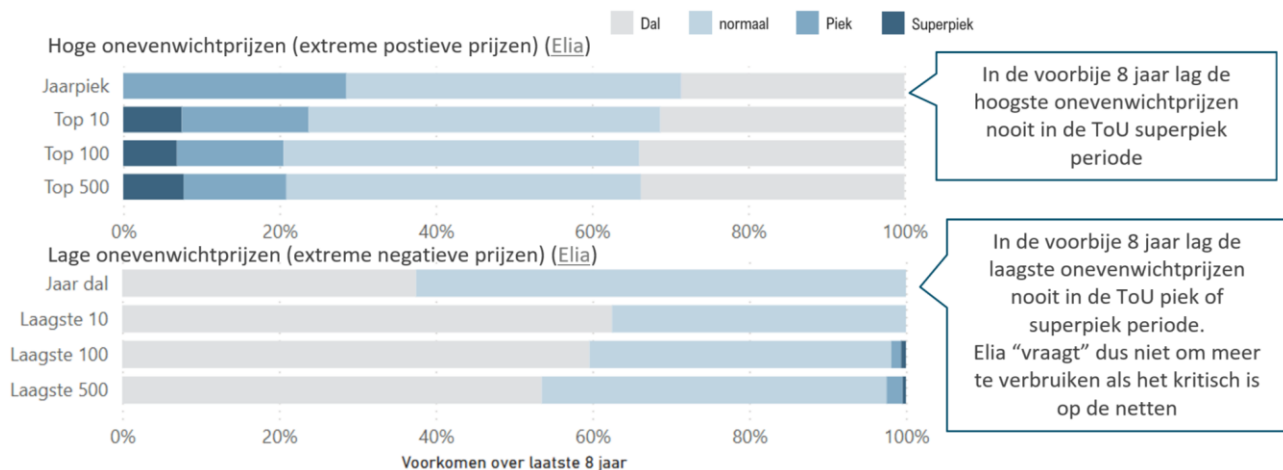
Figuur 76: In balkjes met de linkeras de gemiddelde euro/MWh in de markt voor 2024. Rechts met de rode lijn het percentage van assets met een jaarpiek afname. Rechts met de blauwe lijn het percentage van assets met een jaarpiek injectie. We visualiseren per uur en per seizoen.

De hoogste gemiddelde marktprijs komt voor in de winter om 18.00 uur en dat is eveneens het moment waarop de meeste van onze assets hun hoogste jaarpiek afname hebben. Het tweede hoogste is 17.00 uur; de prijs is slechts enkele procenten lager maar het aantal assets met een jaarpiek afname is een factor 5 lager. In de duurdere ochtend tijdens de winter zien we ook een hoger aantal assets met een jaarpiek afname. Injectie met als onderliggende motor de zonnepanelen van prosumenten, zie 1.3.1.2 (Evolutie prosumenten in de injectiekosten) creëert een injectiepiek in het middagdal buiten de winter. De marktprijzen zijn in 2024 laag, maar zullen nog sterk lager worden bij introductie van ToU²³.

We concluderen dat het net correleert met de gemiddelde prijzen op dagbasis. Mits een goeie clustering van de uren (zoals het voorstel uit de technische studie van Fluvius doet) heeft dit voor de netbelasting meer effect dan een klantkeuze voor dynamische tarieven.

ONEVENWICHTSPRIJZEN

De marktprijs komt tot stand via voorspelling van vraag en aanbod. Ogenblikkelijk zijn er afwijkingen van die voorspellingen en die worden gecorrigeerd via de onevenwichtsmarkt – een markt die gefaciliteerd wordt door netbeheerder Elia. Enerzijds zijn de volumes op die markt eerder laag, waardoor er weinig invloed is op de distributienetbeheerder, maar anderzijds kunnen de prijzen wel extreem hoog gaan. Het loont bijgevolg de moeite de extremen te evalueren.



Figuur 77: Wanneer komen de extreme (zowel hoog als lage) onevenwichtsprijzen voor? Voor afname is dit meestal buiten superpiek en piek, waardoor we niet op de markt kunnen rekenen voor duurzaam energieschuiven. De lage prijzen liggen meestal wel in de dalperiode. Dat is positief, want lage prijzen trekken verbruik en dat valt samen met wanneer ons net in injectie verkeert.

We kunnen vaststellen dat hoge onevenwichtsprijzen, die aanzetten tot minder verbruiken, beperkt voorkomen tijdens de piek- en superpiekperiode. Lage onevenwichtsprijzen, die aanzetten tot meer verbruiken, komen bijna uitsluitend voor in dal- en normaalperiode.

We concluderen dat onevenwichtsprijzen geen relevante bijdrage leveren aan de argumentatie voor het wel of niet invoeren van een ToU-prijsprikkel.

1.3.5.2 Keuze tariefdrager

SYSTEEMPIEK INCENTIVEREN

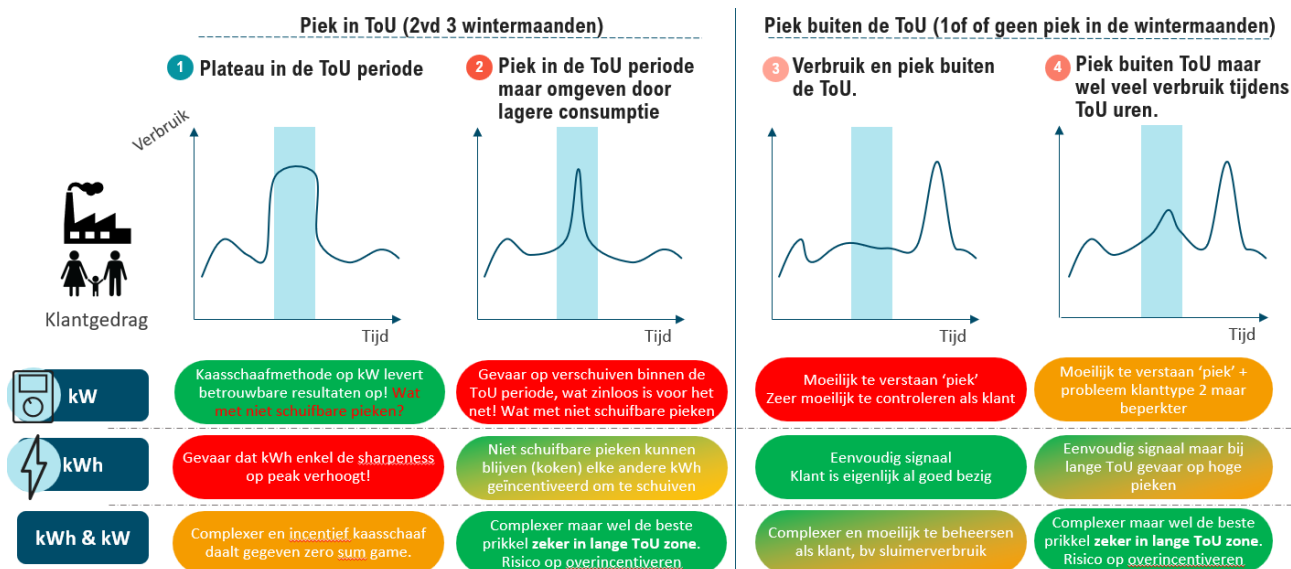
In relatie tot de ToU-periode kunnen we vier type klanten definiëren. Die relatie ontstaat integraal door een keuze voor een statisch tarief. Dat tarief dient een bredere zone te incentivieren, terwijl klanten eerder kortstondig pieken in een kwartier. De superpiekperiode is bijvoorbeeld elke dag in de winter drie uur – wat zich vermenigvuldigt tot 270 superpiekuren per jaar. De verhouding tussen het verbruik en de piek van klanten tot die periode zal uiteindelijk bepalen welke tariefdrager aangewezen is. Het doel moet zijn om het juiste gedrag bij klanten te incentivieren, waardoor ze het net minder zwaar gaan belasten en bijgevolg minder nettatarieven betalen.

We delen de klanten in de vier categorieën in als volgt:

- Vallen twee van de drie maandpieken uit seizoen winter in de ToU-periode, dan is de klant een type 1 of 2.
- Bij klanttype 1 moet tijdens de ToU-periode de 'load factor' ($\text{kWh}_{\text{ToU}}/\text{kW}_{\text{ToU}}/\text{aantal uur per jaar ToU-periode}$) relatief hoog zijn $>15\%$.
- Het onderscheid tussen type 3 en 4 is op basis van het verbruik in de ToU-periode.
- Een type 4 dient minstens 20% hoger te zijn in de ToU-periode. Bijvoorbeeld, een ToU-zone is 1% van het jaar, dan dient er minstens 1,2% van het jaarverbruik in die periode te vallen.
- Voor een type 3 is dat 80%. Bijvoorbeeld, een ToU-zone is 1% van het jaar, dan dient er maximum 0,8% van het jaarverbruik in die periode te vallen.
- De klanten tussen die 0,8 en 1,2 lijsten we apart op als 'tussen 3 en 4'.

Concrete voorbeelden van deze categorieën kunnen zijn:

- Type 1: Klanten zonder opslagsysteem die hun elektrisch voertuig opladen tijdens de 'Time of Use'-periodes, waardoor zij hun maandpiek in de 'Time of Use'-periodes realiseren. Dit geldt eveneens voor klanten zonder opslagsysteem waarvan de warmtepomp continu actief is tijdens de 'Time of Use'-periodes, met een gelijkaardig effect op hun maandpiek.
- Type 2: Klanten zonder een opslagsysteem dat pieken afvlakt, die elektrisch koken tijdens de 'Time of Use'-periodes en daardoor hun maandpiek veroorzaken.
- Type 3: Klanten die tijdens de 'Time of Use'-periode tussen 17 uur en 19 uur een laag verbruik vertonen, maar die bijvoorbeeld 's middags om 12 uur koken en daardoor hun maandpiek buiten de 'Time of Use'-periode realiseren.
- Type 4: Klanten zonder een opslagsysteem dat piekreductie ondersteunt, die elektrisch koken tijdens de 'Time of Use'-periodes. Hoewel zij tijdens deze periodes een verhoogde afname vertonen, realiseren zij hun maandpiek buiten de 'Time of Use'-periode door dan bij voorbeeld een elektrisch voertuig aan hoog vermogen op te laden.



Figuur 78: De opdeling in vier types klanten in relatie tot de systeempiek. Voor elk type klant de voor- en nadelen voor een kW_{ToU} (een kW -prikkel in het ToU-venster, niet de 24/7-prikkel zoals vandaag), kWh_{ToU} en combinatie tariefdrager.

Voor klanttype 1 is een ToU-capaciteitstarief op de piekperiode aangewezen. Het gewenste effect is om het volledige plateau naar beneden te drukken. Het verbruik blijft idealiter zelfs een plateau, alleen lager. Op laagspanning is dit soort klanten, ondanks de zeer lage drempelwaarde van 15% 'load factor', niet aanwezig.

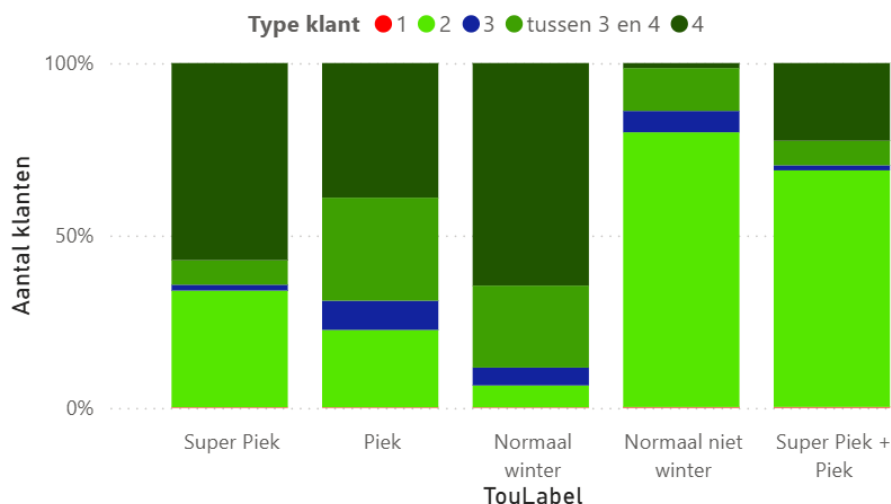
Voor klanttype 2 en 4 is een kWh-stuursignaal aangewezen, zodat alle kWh geïncentiveerd zijn, maar wel in combinatie met een 24/7-capaciteitstarief om naast het verplaatsen van het verbruik, ook te spreiden. Bij dit type klanten zit vaak de kookpiek in de periode. We beschouwen die piek als onverschuifbaar om praktische redenen. Een zuiver capaciteitstarief mist hier bijgevolg zijn effect volledig.

Klanttype 3 heeft zijn maandpieken niet in de ToU-periode en verbruikt ook niet meer dan gemiddeld in het ToU-venster. Door het lage risico om geconcentreerd te verschuiven, omdat het over weinig verbruik gaat, is enkel een kWh-prikkel voldoende. De klanten die zweven tussen klanttype 3 en 4 krijgen het best de tariefdrager van 4 om geen onnodig risico te lopen, maar de kW-component kan besproken worden.

TARIEFDRAGER AFNAME

Maken we de evaluatie van onze 404.255 laagspanningsklanten met de combinatie winter, dan bekomen we voor superpiek, piek en normaal niet-winter voornamelijk klanttype 2 en 4. Voor dit soort klanten geldt dat kWh de systeempiek dient te communiceren en een kW nodig is om 24/7 toevallige piekconcentraties tegen te gaan.

Combineren we terug superpiek en piekperiode tot één zone, dan zien we meer klanten in type 2 dan de som van piek en superpiek afzonderlijk. Tenslotte is de evaluatie dat er twee van de drie maandpieken in deze periode moeten vallen. Een kWh_{ToU} in combinatie met een capaciteitstarief lijkt het eenvoudigst uit te leggen aan de klanten, omdat de boodschap minder complex is: 'Verbruik zo weinig mogelijk in deze periode. Wat je niet kan schuiven buiten de periode, probeer daar zo weinig mogelijk tegelijkertijd te gebruiken'. Dit kan een argument zijn om voor het schema met drie zones te kiezen.



Figuur 79: De opdeling in type klanten voor de verschillende ToU-vensters. De kleurcode geeft aan welke ToU-tarief aangewezen is. 1 (rood) is kW, 3 (blauw) niet incentivieren, 3&4 (groen) kWh.

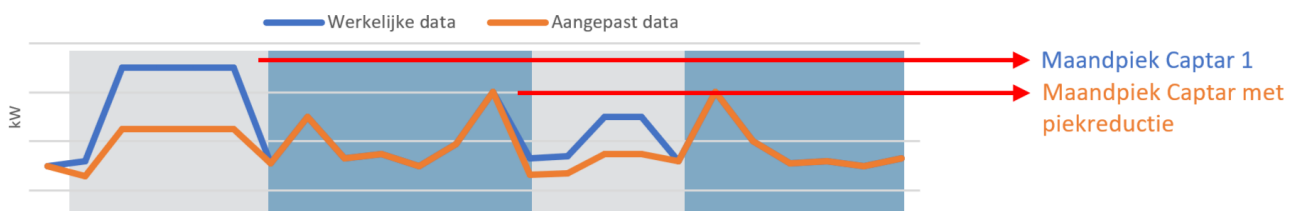
TARIEFDRAGER INJECTIE

Aangezien voornamelijk de prosumanten de injectiepieken aandrijven (zie 1.3.1.2 Evoluties prosumanten in de injectiekosten) op het netwerk, bekommen we nagenoeg volledig klanttype 1. Een capaciteitstarief in kW is bijgevolg de aangewezen driver voor injectie, maar dient enkel geldig te zijn in het middagdal buiten de winter. Vandaag zijn prosumanten echter vrijgesteld van injectietarieven.

IMPACT VAN DE kW-COMPONENT

De evaluatie van dynamische energiecontracten in combinatie met capaciteitstarief in 1.3.1.3 (Invloed van capaciteitstarief) kon aantonen dat bij lage marktprijzen klanten hun maandpiek verhogen om meer te kunnen afnemen. Ze betaalden dus meer voor het nettatarief, maar dat vooral voor momenten waarop het distributienet in injectiepiek gaat. Klanten zouden op dat moment juist moeten aangemoedigd worden om meer te verbruiken, niet minder. Het is dus enigszins marktversturend om klanten op dat moment te beperken.

De manier om dit op te lossen is via een piekreductie. Dat wil zeggen dat op bepaalde momenten de pieken van klanten gereduceerd worden voor het bepalen van de maandpiek. De maandpiek blijft dus het hoogste kwartiervermogen van de maand, maar sommige kwartiervermogens werden eerst gereduceerd.



Figuur 80: De blauwe lijn zijn de werkelijke data geregistreerd door de digitale meter. De hoogste kwartierwaarde vormt vandaag het capaciteitstarief. In het nieuwe systeem van piekreductie reduceren we eerst de kwartierwaarden op welbepaalde momenten en nemen we vervolgens de hoogste kwartierwaarde. In dit voorbeeld zou de klant minder betalen voor zijn piek, omdat de piek in het huidige capaciteitstarief in de dalperiode ligt.

Evalueren we dit effect bij de bestaande klanten in 2024 bij ongewijzigd gedrag, dan merken we dat dit systeem nagenoeg geen invloed heeft op de eenheidsprijs of factuur van de individuele klant. Eerst en vooral valt de piek meestal niet in de dalperiode, en als dat de maandpiek is, dan is hij maar beperkt hoger dan de tweede, derde of ... hoogste piek buiten de dalperiode.

Daling van de gemiddelde maandpiek (op jaarbasis) door piekreductie in data 2024 → effect te verwaarlozen.			
	Subgroep	Piekreductie dal buiten winter	Piekreductie middagdal buiten winter
	Elektrische wagen frequent snelladen	1,12%	1,07%
	Elektrische wagen traagladen	2,83%	1,82%
	Zonnepanelen	1,44%	1,28%
	Warmtepomp	1,54%	1,12%
	Batterijen	1,37%	0,99%

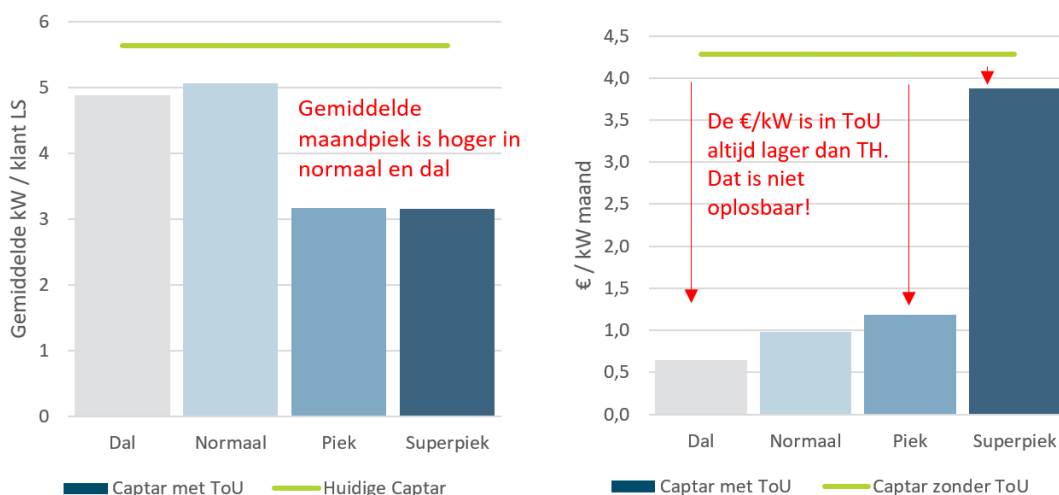
Analyse dynamische tarieven is wel een stijging van maandpiek vast te stellen tot 200W

Figuur 81: Piekreductie is te introduceren met nagenoeg geen tariefimpact. Voor de huidige generatie klanten is het eerder toevallig dat hun piek in dalperiode valt. Met frequent snelladen wordt bedoeld: frequent laden aan 7kW of een hoger vermogen.

Waarom zou een tarief in kW ToU niet werken? We werken dit op vraag van de stakeholders uit.

Het grote voordeel bij piekreductie hierboven beschreven is dat er slechts 1 maandwaarde per maand over blijft. Bij een ToU kW per maand zouden er 4 kW tarieven zijn. Vanuit standpunt klant is er geen enkel verband tussen de piek in de ene of de andere ToU periode. Het grote verschil tussen kWh en kW is sommeren versus het nemen van het maximum. De som van de kWh_{ToU} is mathematisch altijd het jaarverbruik van de klant. Een maandpiek over de volledige maand is echter niet de som van de maandpieken per ToU. Hierdoor zijn de volumes in een kW tarief significant hoger en bijgevolg de eenheidsprijs een stuk lager.

We illustreren dit kort met een simpel rekenvoorbeeld. Een jaarverbruik van 4000 kWh is opgebouwd uit 2500 kWh ToU-dag en 1500 kWh ToU-nacht. 4000 is duidelijk de som van 2500 en 1500 kWh. Een maandpiek_{enkeltvoudig tarief} van 5 kW is opgebouwd uit 5kW in ToU-dag en 4 kW in ToU-nacht. De 5kW maandpiek_{enkeltvoudig tarief} is het maximum van de twee ToU periodes, niet de som. Om tarieven te gaan bepalen delen we onze totale kost echter door de som van alle volumes in de markt. In kWh is er dus maximaal 4000 kWh te verdelen ongeacht het aantal ToU zones maar voor de kWh'en is er voor deze klant 9 kW (5 + 4) volume. Hoe meer ToU zones hoe meer volumes erbij komen en dus hoe lager de eenheidsprijzen worden aangezien die het resultaat is van de deling totale kost en volumes.



Figuur 82: Links de gemiddelde maandpiek per ToU voor onze klanten. Merk op dat de gemiddelde maandpiek in piek en superpiek lager is dan dal en normaal, omdat piek en superpiek slechts over drie maanden gemeten wordt.

Rechts het tarief euro per kW per ToU per maand. Merk op dat de eenheidsprijs per ToU altijd lager is dan een €/kW_{maand} (zonder TOU).

Doordat de volumes van een kW_{ToU} per maand vele malen hoger is dan de huidige volumes van kW_{maand}, daalt de eenheidsprijs sterk. De zero-sum-game van tarieven kan enkel lagere euro/kW produceren per ToU en is daarom helemaal niet aangewezen.

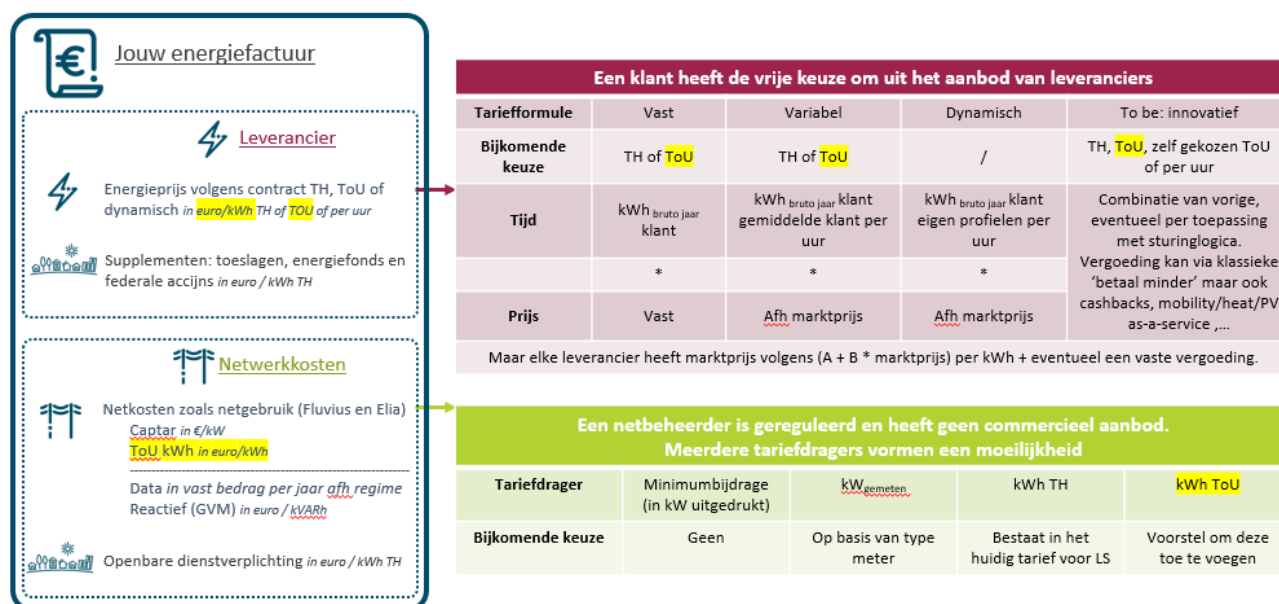
- Het positieve effect beschreven door UGent³² kan verdwijnen, want er is een prijselasticiteit gedetecteerd.
- Klanten zouden elke ToU-periode afzonderlijk hun piek kunnen proberen laag te houden, wat niet optimaal is.
- Er blijft een kost euro/kW in dal. Zonder piekreductie is het niet mogelijk een prikkel te behouden en toch geen meerkost op de factuur te hebben.

We concluderen dat een reductie van de kW term aangewezen is, maar als complex wordt aanzien en slechts een beperkte groep helpt. Het effect van piekreductie op de eindafrekening is bovendien beperkt in de huidige data. We verwachten echter meer uitdagingen met productie-incompressibiliteit. We raden aan om dit systeem te bouwen en later te parametriseren. €/kW_{ToU} is niet aangewezen, blijft marktverstoring en kan onmogelijk baat creëren noch op systeemniveau noch op lokaal niveau.

1.3.5.3 Werking van de tariefsimulator

De energiefactuur bevat meerdere componenten. De aanpassing naar ToU is toegepast op de nettarieven en op de energiekost.

- Nettarieven zijn de werkelijke kosten gerelateerd aan netwerkbeheer (gebouwen, infrastructuur, financiering en lonen).
- In bijvoorbeeld Spanje wordt ook wat in Vlaanderen de openbare dienstverplichting heet, in ToU omgezet. Dat is dus niet zo opgevat in deze studie.
- Ook de energiecomponent van de leveranciers wordt opgezet in ToU, maar voor dit onderdeel is er echter een keuzevrijheid. Een klant met ToU wat vandaag dan dag nacht is, gaat automatisch over naar het nieuwe ToU-schema. Hij kan echter onmiddellijk of na enige tijd kiezen voor een enkelvoudig of dynamisch energiecontract.



Figuur 83: De energiefactuur bevat meerdere componenten die aangerekend worden via verschillende tariefdragers. Voor sommige is er keuzevrijheid voor de klant, voor andere niet.

De uitgevoerde simulaties zijn op basis van klantgegevens 2024 met toepassing van tarieven 2024 voor zowel energie als nettarieven. De wijzigingen aan de klantengroepen en verdeling van kosten over tariefdragers startend vanaf regulatieperiode 2025-2028 zijn dus niet opgenomen in deze studie.

NETTARIEVEN

Tarieven zijn een zero-sum-game van de door de regulator goedgekeurde kosten. Dit toegelaten inkomen wordt verdeeld over alle klanten. Een aanpassing aan de tariefformule mag er dus niet voor zorgen dat de netbeheerders meer of minder inkomsten hebben. We werken bijgevolg volgens onderstaand schema.

Stap 1: Toepassen huidige capaciteitstarief

Enkel klanten met een volledig jaar kwartierwaarden kunnen meedoen in de simulatie, omdat het verbruik tijdens de ToU-periodes moet berekend worden via de kwartierwaarden. Dat zijn 194 Trans-HS-klanten, 23.040 26-1kV-klanten, 3.977 Trans-LS-klanten en 404.255 LS-klanten. Enkel op laagspanning ontbreekt een groot aandeel klanten, omdat we enkel klanten met een digitale meter en kwartierwaarden opgestart ten laatste op 31 december 2023 kunnen gebruiken.

Stap 2: Plafond verwijderen

We herrekenen de eenheidsprijzen van 2024 alsof er geen plafond zou zijn voor het capaciteitstarief. We willen namelijk enkel het marginale effect van ToU beoordelen. Een plafondbepaling voor ToU kan pas nadat we de tariefimpact berekend hebben.

Stap 3: Marginale impact ToU simuleren

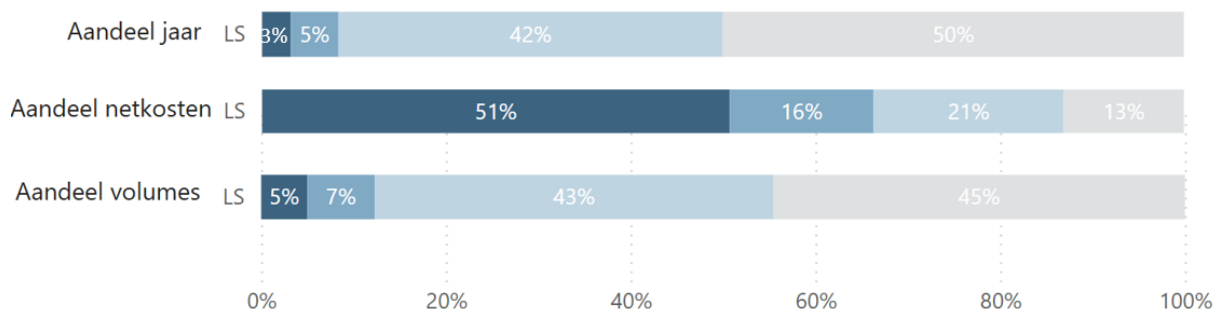
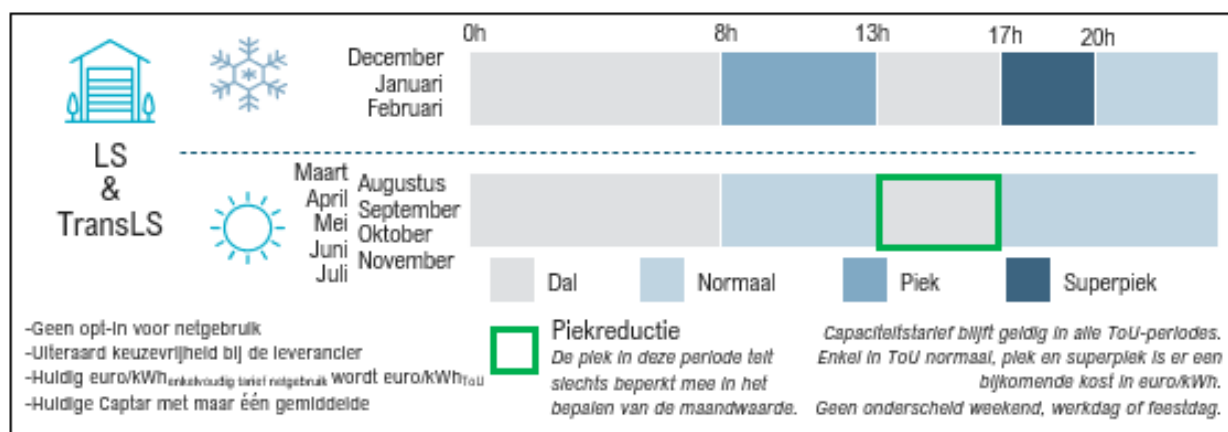
We berekenen alle simulaties per klant (zie verder) met de nieuwe ToU-tariefdragers, zodat de inkomsten voor Fluvius en klantengroep afname dezelfde blijven.

LEVERANCIER

De marktprijzen clusteren volgens de indeling van het ToU-schema is eenvoudig, aangezien een datum-uur prijs beschikbaar is, maar een werkelijke leveranciersformule volgt het schema $A + B \cdot \text{marktprijs}$. Elke leverancier vult daar naar commerciële vrijheid zijn eigen parameters in en heeft meestal meerdere formules in de aanbieding voor klanten. In deze simulatie vereenvoudigen we leveranciersprijzen tot zuiver de marktprijs in 2024. Dit werkt dus niet volgens de hierboven beschreven zero-sum-game-principes.

1.3.5.4 Tarieven bepalen

We bepalen de nettatarieven volgens het zero-sum-game-principe beschreven in 1.3.5.3 en de kostenbepaling in 1.3.4.2.



Figuur 84: Het bekomen schema van deze ToU-studie uitgedrukt in

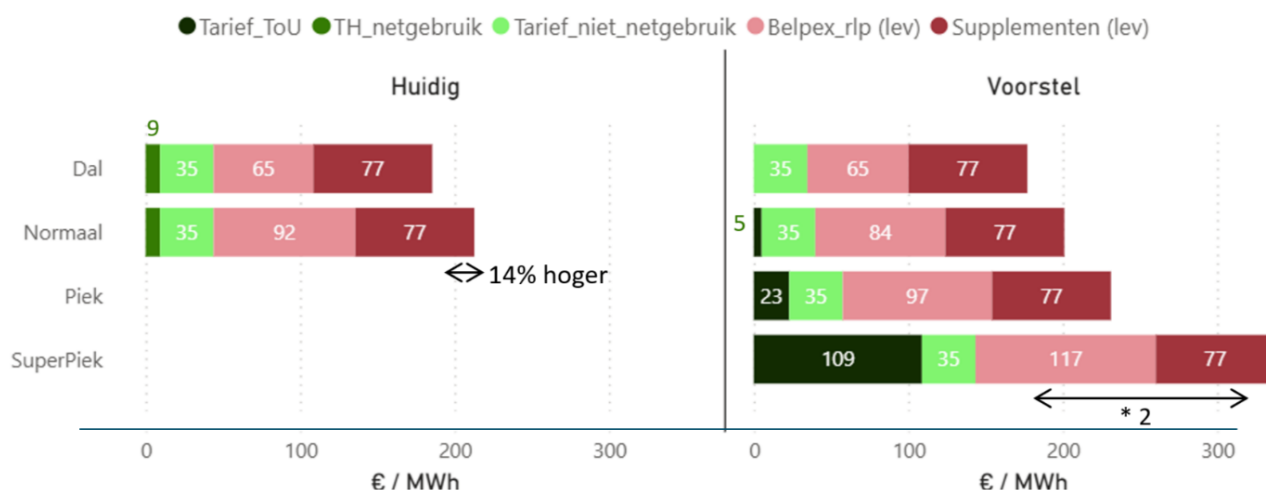
Aandeel jaar → hoeveel datumuren van het jaar een bepaalde ToU geldig is.

Aandeel netkosten → hoeveel % van onze assets financieel gewogen zijn hoogste piek op dat moment heeft.

Aandeel volume → Hoeveel % van het jaarverbruik van klanten in de ToU zit.

Het huidige tarief netgebruik is het capaciteitstarief en heet zo omdat het merendeel van de kosten aangerekend worden via kW. Voor laagspanning is echter nog steeds een €/kWh_{enkelvoudig tarief} van tel voor de klanten van ongeveer 9 euro/MWh. We herrekenen deze kost naar een ToU-variant en stellen de kost van de dalperiode in op 0 euro/MWh. Dat is een bewust keuze, omdat we juist in deze zone maximaal verbruik wensen aan te trekken, aangezien onze assets op dat moment niet zwaar belast zijn.

De berekening geeft de kern van ToU weer. De superpiek is 3% van het jaar actief en bevat gemiddeld 5% van het jaarverbruik van onze klanten. Je merkt aan de verhouding dat verbruik hier geconcentreerd zit, waardoor 51% van onze assets hun jaarpiek hebben in 2024. We verwerken de 51% van de kosten in die 5% van het verbruik en komen zo op 109 euro/MWh uit.



Figuur 85: De tarieven voor de volledige factuur in 2024.

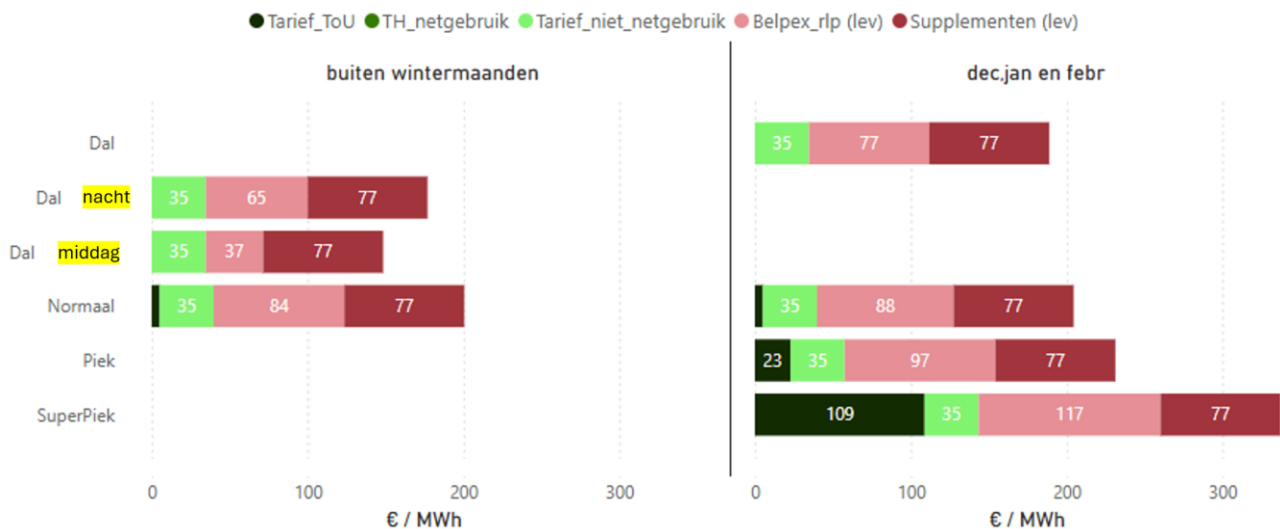
Links met het huidige dag-/nachttarief en rechts (gesimuleerd) met het ToU-voorstel.

Een eerste opvatting is dat in het voorstel van ToU de piek/dalverhouding op de totale factuur ruim hoger ligt dan in het huidige systeem.

- Dat is enerzijds omdat de marktprijzen van de leverancier hoger zijn in superpiek en piek, in vergelijking met het huidige tarief dag. Zoals beschreven in 1.3.5.1 correleren wij op gemiddelde dagbasis met de marktprijzen. De superpiek- en piekperiode zijn drukke momenten op het net. Die hoge vraag vertaalt zich dus in hogere marktprijzen.
- Anderzijds zijn de tarieven netgebruik de belangrijkste motor achter de piek/dalverhouding. Het enkelvoudig tarief valt weg bij dal en aan de andere kant komt er een hogere kost bij bij superpiek en piek. Dat wil zeggen dat bovenstaande formule tot exact dezelfde inkomsten voor Fluvius leidt. De veel duurdere superpiek- en piekperiode wordt gecompenseerd via het wegvallen van de euro/MWh in dal en de halvering van ToU in de periode normaal

*Het is eenvoudig mogelijk bovenstaande tarieven zelf te berekenen via de verbruiksgegevens van klanten in Figuur 84. $9 \text{ euro/MWh}_{\text{enkelvoudig tarief}} = 109 \text{ euro/MWh}_{\text{tarief superpiek}} * 5\% \text{volume in superpiek} + 23 \text{ euro/MWh}_{\text{tarief piek}} * 7\% \text{volume in piek} + 5 \text{ euro/MWh}_{\text{tarief normaal}} * 43\% \text{volume in normaal} (+ 0 \text{ euro/MWh}_{\text{tarief dal}} * 45\% \text{volume in dal})$.*

Op hetzelfde ToU-voorstel zijn nog verdere opdelingen mogelijk voor de leverancier. Op **vraag van de leveranciers** kan Fluvius het schema aan de **markt aanbieden** met **meer onderverdelingen** dan nodig voor het aanrekenen van de nettarieven. Die opdeling is in werkdag en weekend en een opdeling van de verschillende dalperiodes. Leveranciers kunnen vervolgens naar eigen inzicht verder opdelen of niet, of meerdere producten aanbieden. Aangezien er geen correlatie bestaat tussen netimpact en marktprijzen, is het vanuit het beoordelingskader van de netbeheerder een positieve evolutie om te werken op injectiepieken. We evalueren een leveranciersformule waarbij de dalperiode buiten de winter wordt opgedeeld, zie Figuur 86.

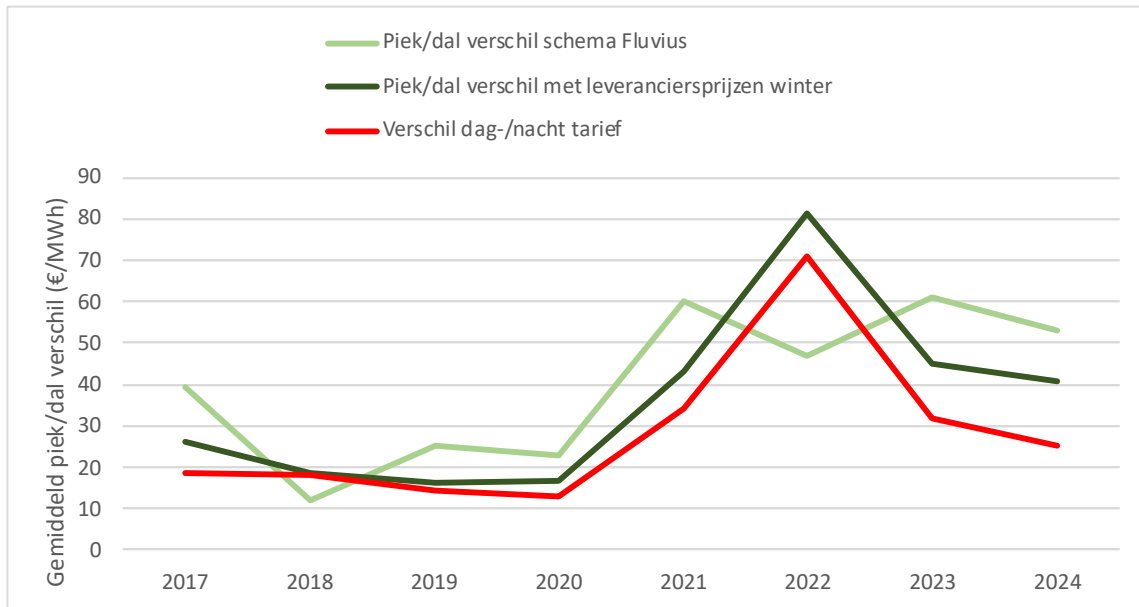


Figuur 86: De tarieven voor een klant die een formule kiest bij de leverancier die de dalperiode verder opdeelt tussen middag en nacht, en dit enkel buiten de winter.

Een leveranciersdalprijs van 65 euro/MWh_{dal jaarprijs leverancier} uit Figuur 85 wordt opgedeeld in:

- 77 euro/MWh_{dal winter leverancier} → De piek/dalverhouding in winter wordt kleiner door de opdeling, waardoor klanten minder incentive hebben om te schuiven.
- 65 euro/MWh_{dal nacht buiten de winter leverancier} → Het avond- of nachtdal wijzigt nagenoeg niet.
- 37 euro/MWh_{dal middag buiten de winter leverancier} → Tijdens het middagdalen buiten de winter zijn de lage of negatieve marktprijzen actief ten gevolge van zonnepanelen. Er ontstaat in 2024 een matige piek/dalverhouding door de marktprijzen. Let wel, hoogspanningsbeheerder Elia²³ voorspelt dat het aantal uren met lage marktprijzen nog sterk toenemen in deze periode. Het is in hun Adequacy-studie af te lezen dat de prijs op dit moment nog verder zal dalen en de markt dus zelfstandig (zonder extra incentiveren door de netbeheerder) een bruikbare piek/dalverhouding genereert.

Noteer dat in dit simulatievoorbeeld de leverancier telkens correct de 0 euro/MWh_{dalprijs netbeheerder} aanrekent. Let wel, de hoogte van de marktprijzen is geen constante over de tijd en afhankelijk van factoren buiten de invloed van de netbeheerder, zoals besproken in 1.3.5.1. Bekijken we de impact van ToU over meerdere historische jaren, dan komen we uit op een gemiddelde delta van 25 euro/MWh. In het rapport van 2023² toonden we via externe studies aan dat deze waarde constant zal blijven in de toekomst. Dat werd ook in 2025 bevestigd door de Adequacy-studie van Elia²³.



Figuur 87: Verschil in hoge en lage ToU-zones over de jaren heen. Een nieuw ToU-schema (eender welk) genereert met de marktprijzen geen veel hogere piek/dalverhoudingen in vergelijking met het huidige dag/nacht-systeem.

1.3.5.5 Rekenvoorbeelden

We werken de rekenvoorbeelden uit voor de klant met LCT en gebruiken de gemiddelde piek/dal uit de markt van Figuur 87 en nettarieven vanuit Figuur 85. We berekenen telkens de gemiddelde klant, maar in feite is voor de netbeheerder vooral de extreme klant van belang. Het is mogelijk dat lokaal door toeval klanten hun bijkomende elektrificatie op de avondpiek uitvoeren. Om de toekomstige systeempiek zo laag mogelijk te houden, moeten we het risico op toevallig extreem gelijktijdig verbruik op de avondpiek minderen.

Elektrische wagens die frequent snelladen op laagspanning (boven de 7 kW)

We noteren voor deze klanten een bijkomend verbruik in de winter van 700 kWh door het hebben van een EV:

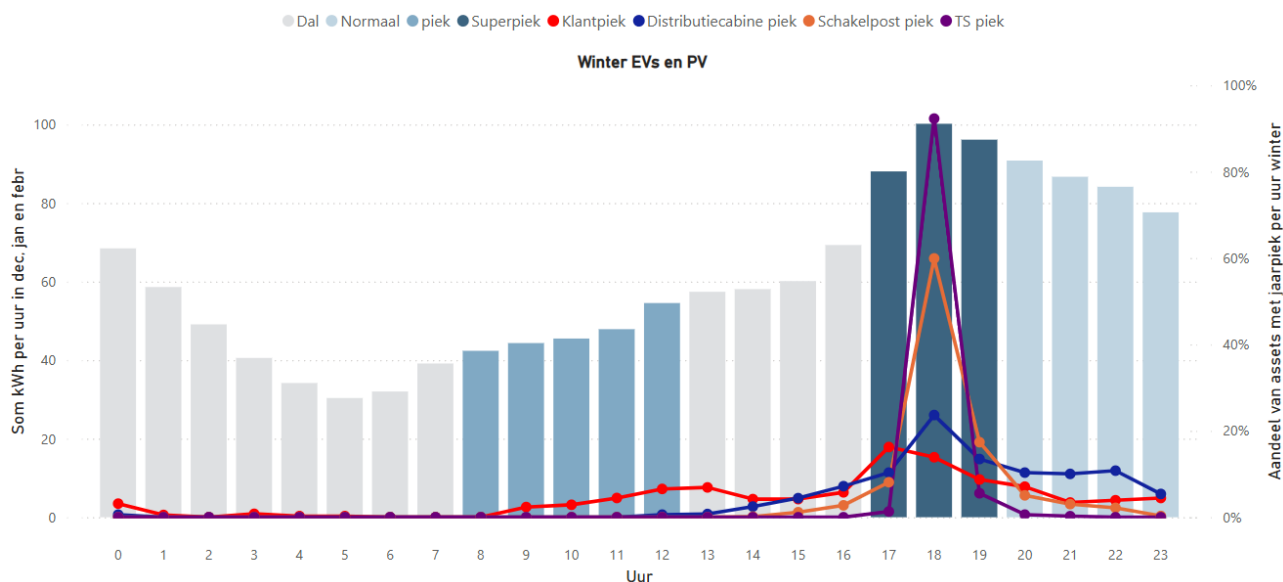
- ➔ Waarvan verbruik in piek 82 kWh
- ➔ Waarvan verbruik in superpiek 116 kWh

Hun case om al dat verbruik te verschuiven is met de marktprijs delta van 25 euro/MWh delta (historisch gemiddelde en verwachte toekomst):

- ➔ Impact van 5 euro op jaarbasis
- ➔ Alle winterverbruik in superpiek = **20 euro/jaarbasis**

Voegen we het ToU-voorstel van de netbeheerder toe inclusief euro/kWh_{ToU netbeheerder}, dan bekomen we:

- ➔ Impact van 25 euro op jaarbasis
- ➔ Alle winterverbruik in superpiek = **120 euro/jaarbasis**



Figuur 88: Het gemiddelde verbruik van klanten met een elektrische wagen die frequent snellaadt in de winter op de linker y-as. Rechts de lijngrafiek van wanneer de piek op het net zou vallen voor verschillende aansluitniveaus.

Warmtepompen

Bijkomend verbruik van 1100kWh in winter door het hebben van een WP:

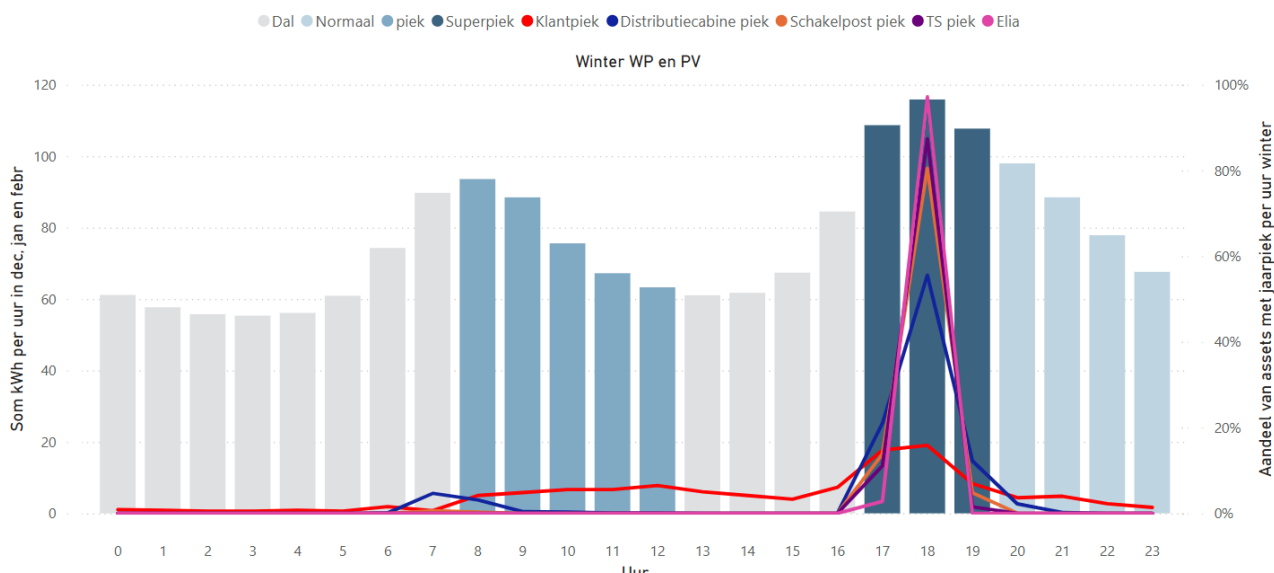
- ➔ Waarvan verbruik in piek 164 kWh
- ➔ Waarvan verbruik in superpiek 235 kWh

Enkel markt met 25 euro/MWh delta (historisch gemiddelde en verwachte toekomst):

- ➔ Impact van 10 euro op jaarbasis
- ➔ Alle winterverbruik in superpiek = **27 euro/jaarbasis**

Inclusief ToU-voorstel Fluvius (20%) op de nettarieven (167 euro/MWh superpiek):

- ➔ Impact van 49 euro op jaarbasis
- ➔ Alle winterverbruik in superpiek = **185 euro/jaarbasis**



Figuur 89: Het gemiddelde verbruik van klanten met een warmtepomp in de winter op de linker-y-as. Rechts de lijngrafiek van wanneer de piek op het net zou vallen voor verschillende aansluitniveaus.

Klant met volledige elektrificatie, die dus elektrisch kookt, verlicht, verwarmt (ruimteverwarming en SWW) en rijdt. Deze klant heeft zonnepanelen.

Bijkomend verbruik van 2494 kWh in de winter:

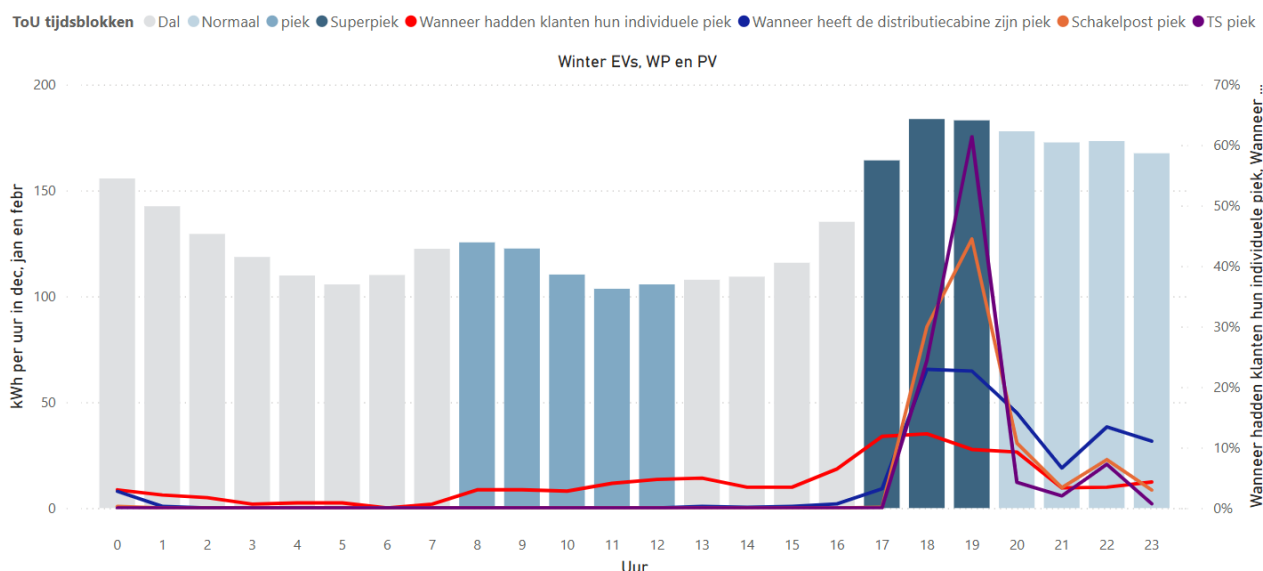
- ➔ Waarvan verbruik in piek 415 kWh
- ➔ Waarvan verbruik in superpiek 363 kWh

Enkel markt met 25 euro/MWh delta (historisch gemiddelde en verwachte toekomst):

- ➔ Impact van 20 euro op jaarbasis
- ➔ Alle winterverbruik in superpiek = **62 euro/jaarbasis**

Inclusief ToU-voorstel Fluvius (20%) op de nettarieven (167 euro/MWh superpiek):

- ➔ Impact van 85 euro op jaarbasis
- ➔ Alle winterverbruik in superpiek = **420 euro/jaarbasis**



Figuur 90: Het gemiddelde verbruik van de klant van de energietransitie met alles elektrisch en eigen (elektrische) productie. Rechts de lijngrafiek van wanneer de piek op het net zou vallen voor verschillende aansluitniveaus.

Het uur met het hoogste verbruik bij de klanten zal zich op het net ontplooiën als het piek uur. Hoe hoger op het net, hoe sterker de correlatie vanwege de wet van grote getallen. Het bepalen van de piek op het net is telkens uitgevoerd met de Monte Carlo-methode beschreven in 1.3.4.2 (Controle voor de toekomstige klanten).

We concluderen dat bovenstaande voorbeelden een duidelijk beeld schetsen. Enkel met de bijkomende prikkel van de nettarieven is een impact van minstens 100 euro mogelijk. Netbeheerders concentreren zich op de "extreme" klant, omdat die zorgt voor een hoge systeempiek.

Hoeveel € op jaarbasis incentive om meerverbruik door LCT (zie rij) vanuit piek en superpiek periode volledig te verschuiven naar dal? Gemiddeld waarde op jaarbasis met winter piek dal verhouding van (zie kolom) (vork min en max met gemiddeld verbruik tussen haakjes, door de lokaliteit houdt Fluvius rekening met deze klanten voor investeringen!)			
	Subgroep met PV &...	Enkel de markt (voorspelling Elia (*)) 25€/MWh	In voorstel Fluvius met ToU nettarieven 167€/MWh(*)
	Elektrische wagen frequent snelladen	5€ (0-20€)	24€ (5- 120€)
	Elektrische wagen traagladen	3€ (0-11€)	14€ (3- 76€)
	Warmtepomp	10€ (0-27€)	49€ (5- 185€)
	Warmtepomp & EV	19€ (0-62€)	85€ (10- 420€)

1.3.5.6 Impact op de factuur van onze klanten

Wat zal de impact zijn op de jaarfactuur bij het invoeren van dit tarief? Zullen er tariefschokken ontstaan waarbij sommige klanten spectaculair meer betalen? In hoofdstuk 1.3.5.3 beschreven we de werking van de tariefsimulator volgens het systeem van een zero-sum-game. De kostimpact op de gemiddelde klant is door het zero-sum-game-principe altijd 0 euro. Een herverdeling van kosten ontstaat, waarbij wat sommige klanten meer betalen automatisch exact gelijk is aan wat andere klanten minder betalen. Deze berekening bij ongewijzigd gedrag is realistisch om de werkelijke tariefimpact te bepalen. Op korte termijn zijn er simpelweg te weinig flexibele verbruikers om drastische verschuivingen te noteren. Op langere termijn verwachten we wel schuiven door de impact beschreven in het vorige hoofdstuk, maar op dat moment zal de nieuwe ToU ingeburgerd zijn. We gebruik sinds 2023 een volgende visualisatie voor tariefimpact.



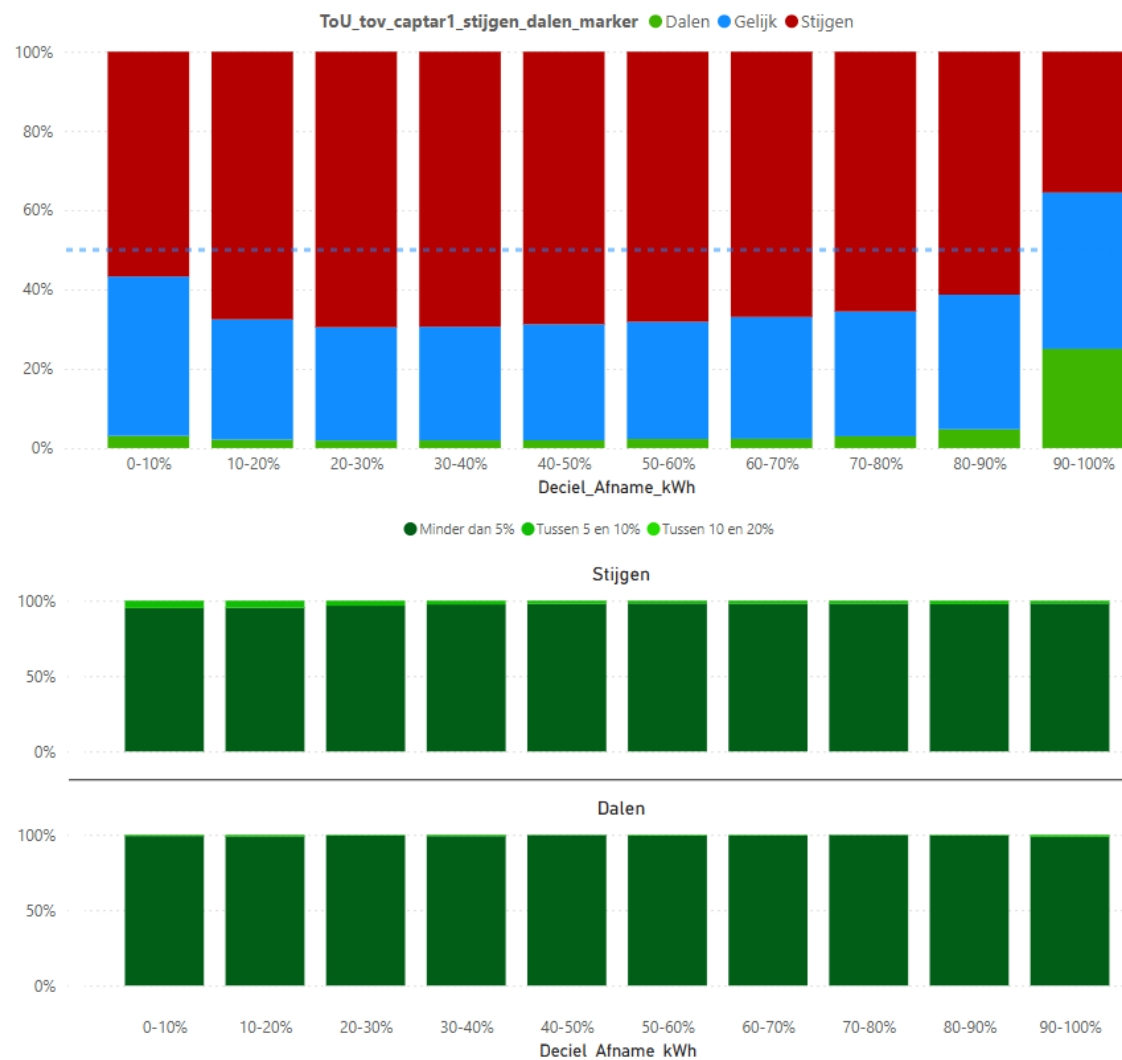
Hoe werkt onze visualisatie?

- We kunnen de jaarfactuur enkel simuleren voor klanten met alle kwartierwaarden actief in 2024. De jaarfactuur is die van 1 januari 2024 tot 31 december 2024.
- De simulaties zijn op basis van werkelijke klantprofielen die hun gedrag niet hebben aangepast voor de nieuwe ToU. Werkelijke profielen wil zeggen: zoals uitgelezen op de digitale meter. Dat betekent dat alle klanten capaciteitstarief (digitale meter) en bruto kWh (geen terugdraaiende teller) hebben. Sommige klanten kozen bij hun leverancier dag-/nachtstarief, enkelvoudig tarief of dynamische energiecontracten.
- We visualiseren telkens een procentuele waarde: hoeveel euro betalen de klanten procentueel meer of minder ten opzichte van het huidige systeem dat met dag/nacht werkt? Elke klant zit op ToU bij de leverancier.
- Nettariefimpact is voor de gemiddelde klant altijd 0 euro bij enkel een wijziging van de tariefformule. Nettarieven zijn namelijk een zero-sum-game. De gemiddelde klant is echter niet elke klant. De spreiding rond het nulpunt beschrijven we op volgende manier:

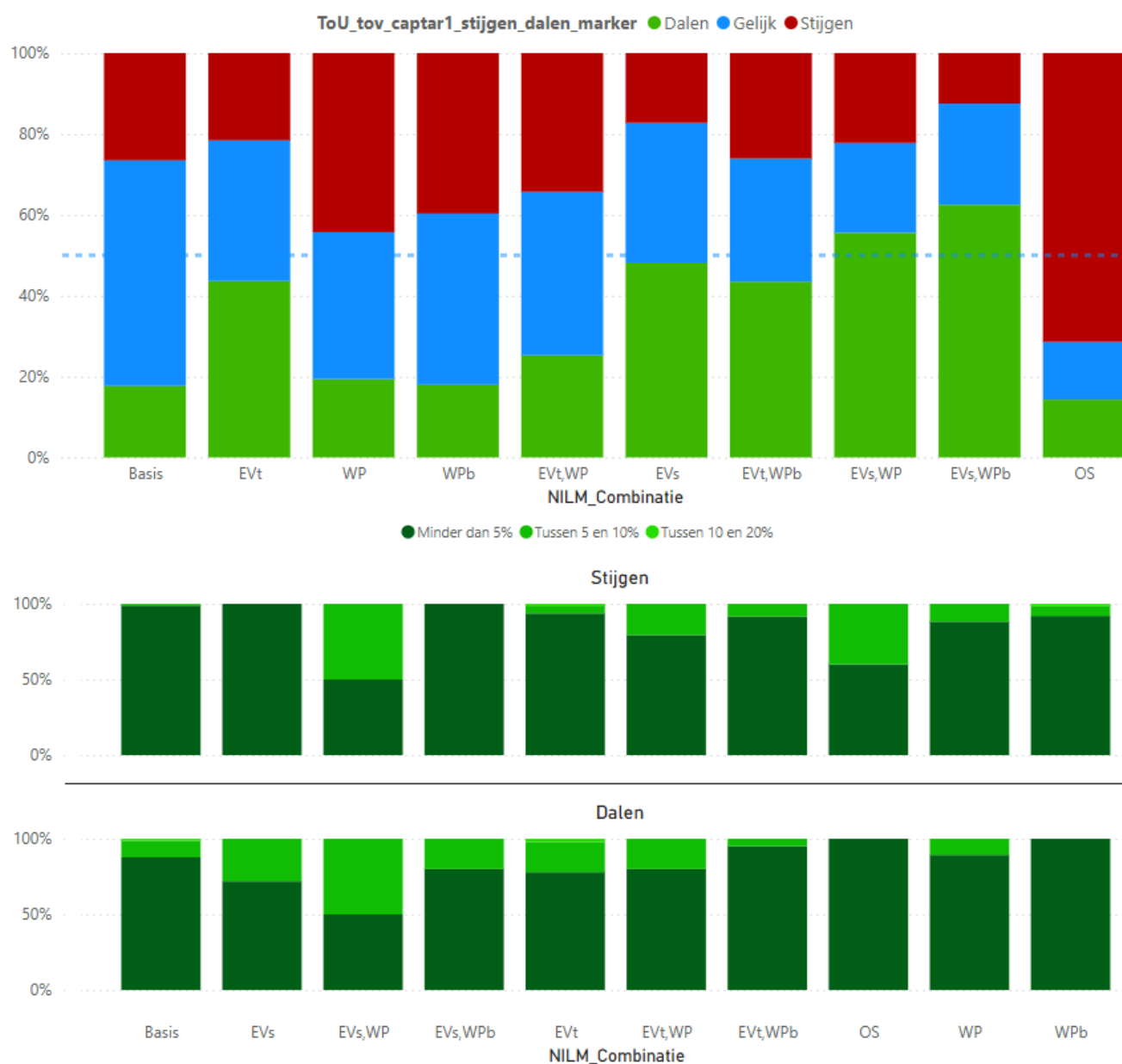
- De x-as geeft telkens aan welke type klant gevisualiseerd wordt en is telkens anders per visualisatie.
- De twee y-assen zijn telkens dezelfde.
- Op de bovenste grafiek splitsen we ons klantenbestand op, op basis van de aantallen. Hoeveel procent van de klanten ziet een stijging of een daling van zijn factuur? Is de jaarfactuur 1% of minder beïnvloed, dan beschrijven we die klanten als geen impact.
- Op de grafiek daaronder visualiseren we voor de klanten die stijgen of dalen afzonderlijk hoe hoog de procentuele stijging of daling van hun factuur is.

- Een eenvoudige samenvatting is dat de verandering van kWh_{enkelvoudig} naar kWh_{ToU} weinig tariefimpact teweegbrengt.
- Voor de klantengroepen Trans-LS, 26-1kV en Trans-HS is er een hogere impact. Deze klanten hebben namelijk geen kWh-component. De kW term zakt van 100 naar 80% om de vrijgekomen 20% van de kost om te zetten naar kWh.

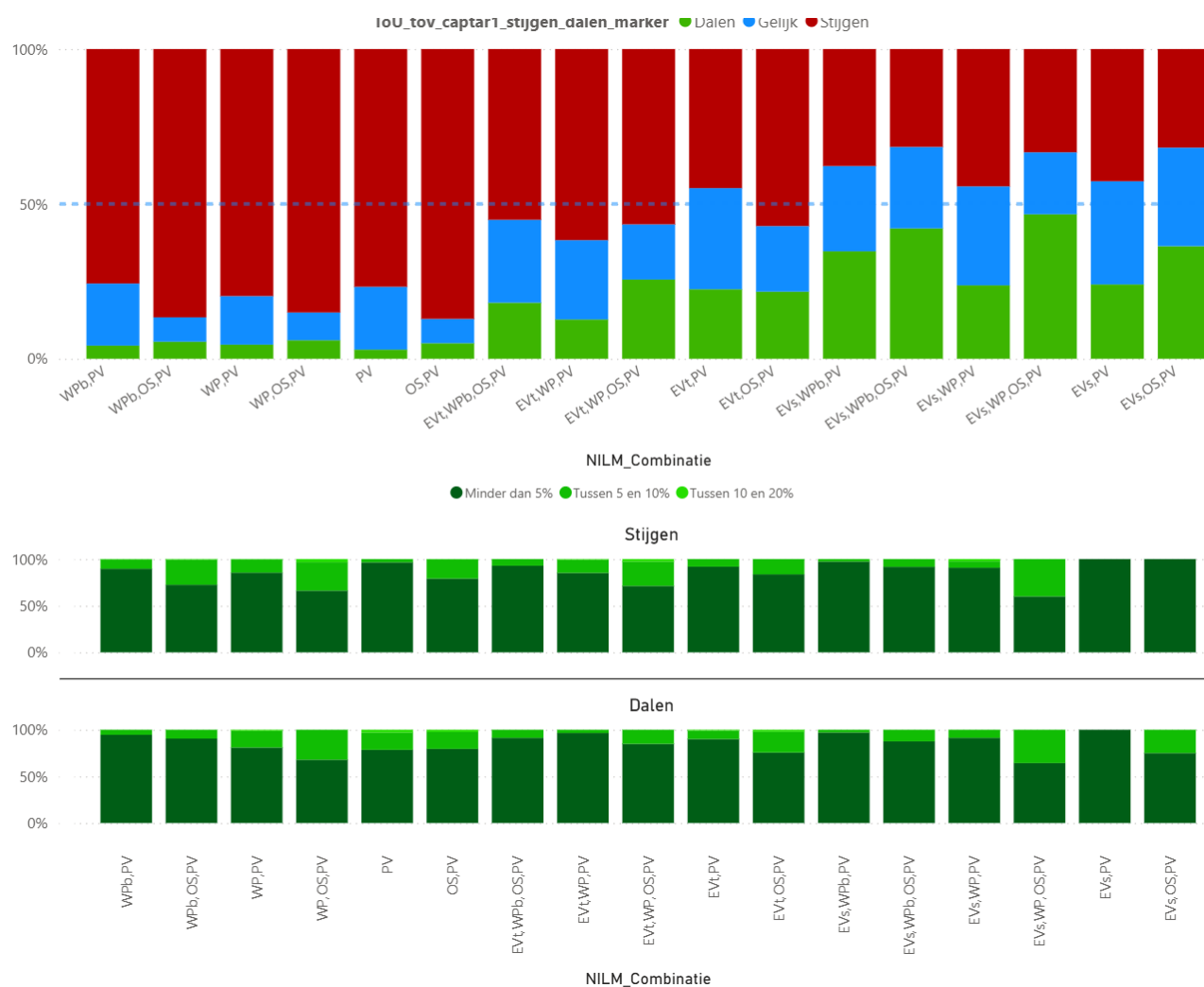
LAAGSPANNING



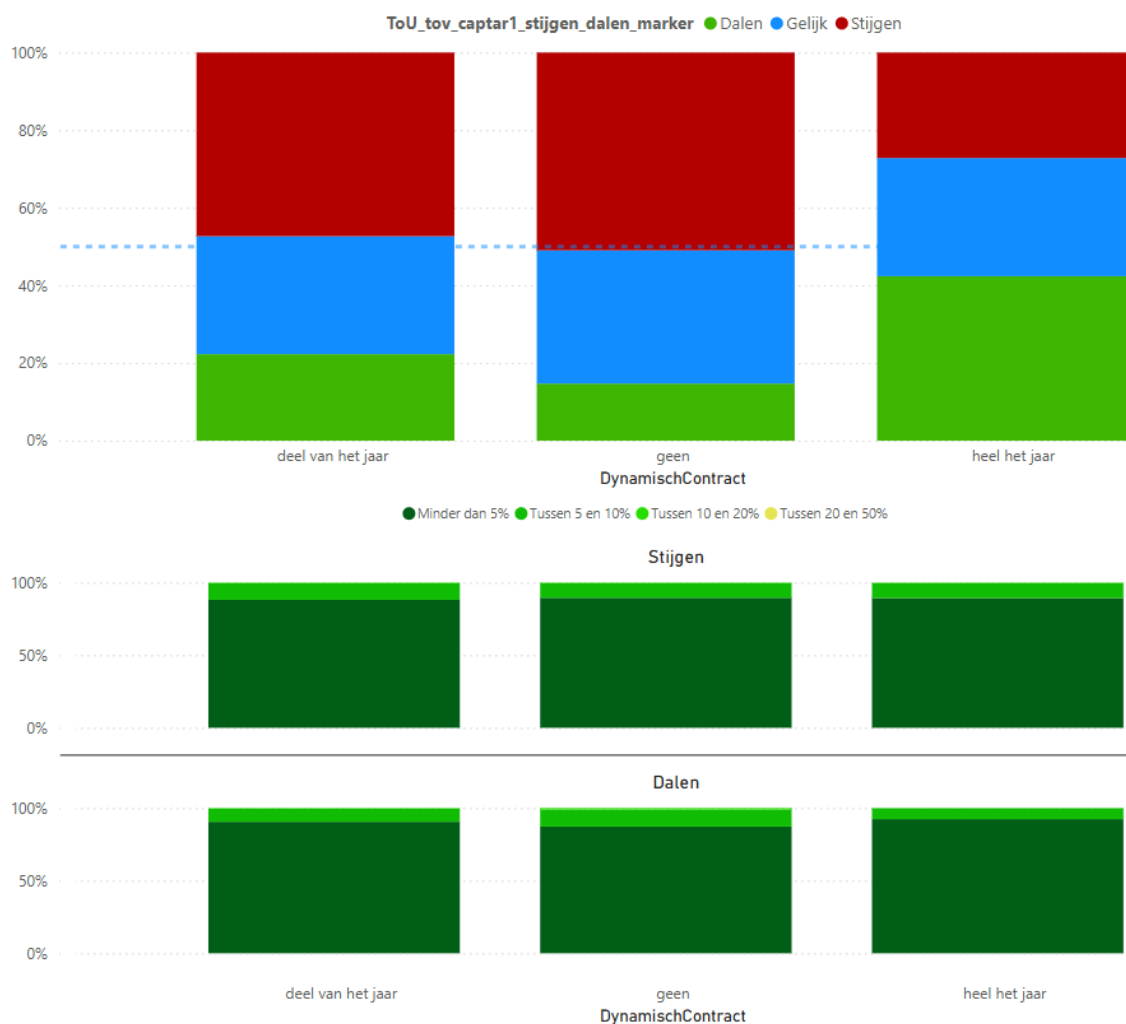
Figuur 91: De klanten laagspanning opgedeeld in decielen jaarverbruik. Zo is bijvoorbeeld deciel 0-10% de 10% klanten met laagste jaarverbruik. 90-100% is dan de top 10% hoogste verbruikers.



Figuur 92: Onze consumenten (zonder PV) opgedeeld op basis van hun LCT.



Figuur 93: Opdeling van onze prosumenten (hebben zonnepanelen) volgens hun LCT.

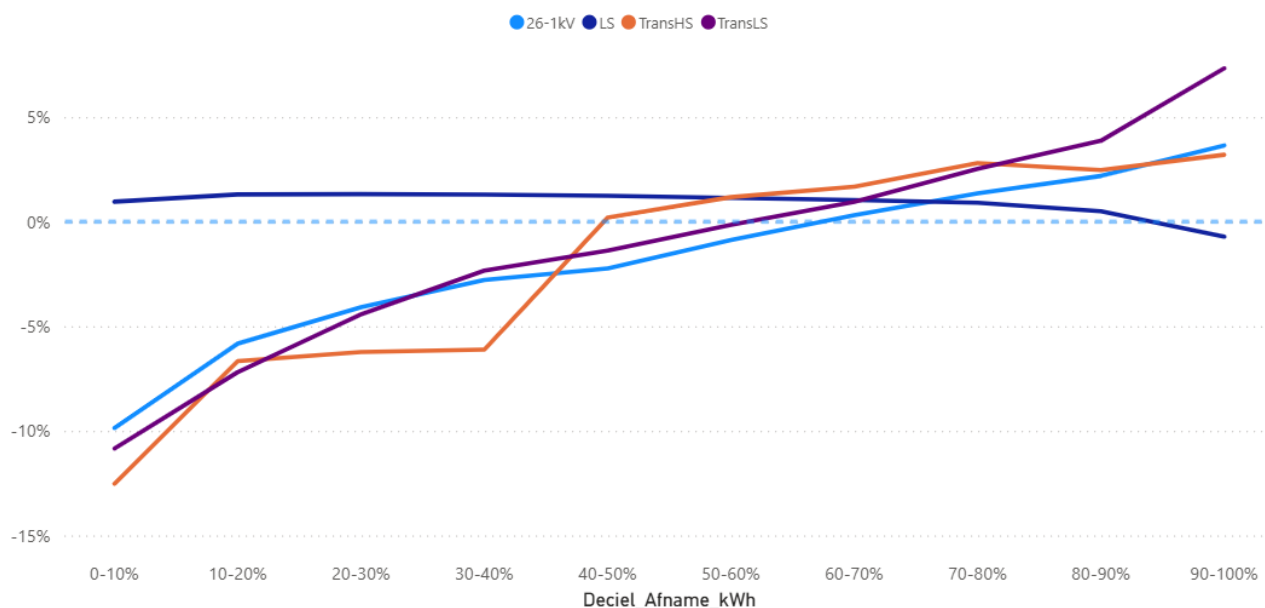


Figuur 94: Onze klanten opgedeeld volgens het al dan niet hebben van een dynamisch contract.

In onze studie samen met UGent³² toonden we aan dat klanten reageren op dynamische tarieven. Ze verbruiken meer als de prijs laag is en omgekeerd. Gezien de correlatie met gemiddelde dagprijzen vertaalt zich dit logischerwijze in een grotere daling bij de meeste klanten. De impact op de factuur is eerder beperkt.

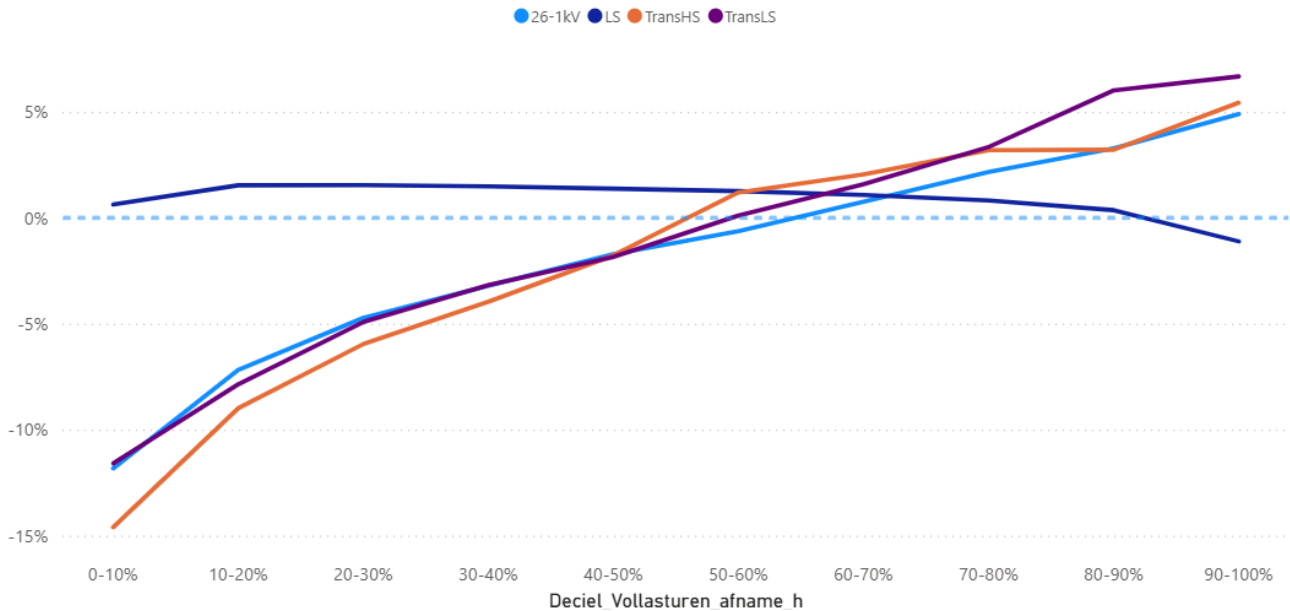
ANDERE KLANTENGROEPEN DAN LAAGSPANNING

In dit hoofdstuk visualiseren we ook de laagspanningsklantengroep. Zo is het verschil tussen klanten waarbij enkel de kWh-component verandert, duidelijk ten opzichte van de klantengroepen waar ook de kW verandert.



Figuur 95: De gemiddelde impact op de factuur per deciel verbruik voor alle klantengroepen.

In Figuur 95 stellen we vast dat laagspanning een afwijkende impact heeft ten opzichte van de andere klantengroepen. De klantengroepen Trans-LS, 26-1kV en Trans-HS zien een deel van het capaciteitstarief wegvallen, waardoor de kleine klanten een daling zien van hun factuur. Via het jaarverbruik is die trend moeilijk te verklaren. Vandaar visualiseren we Figuur 96.

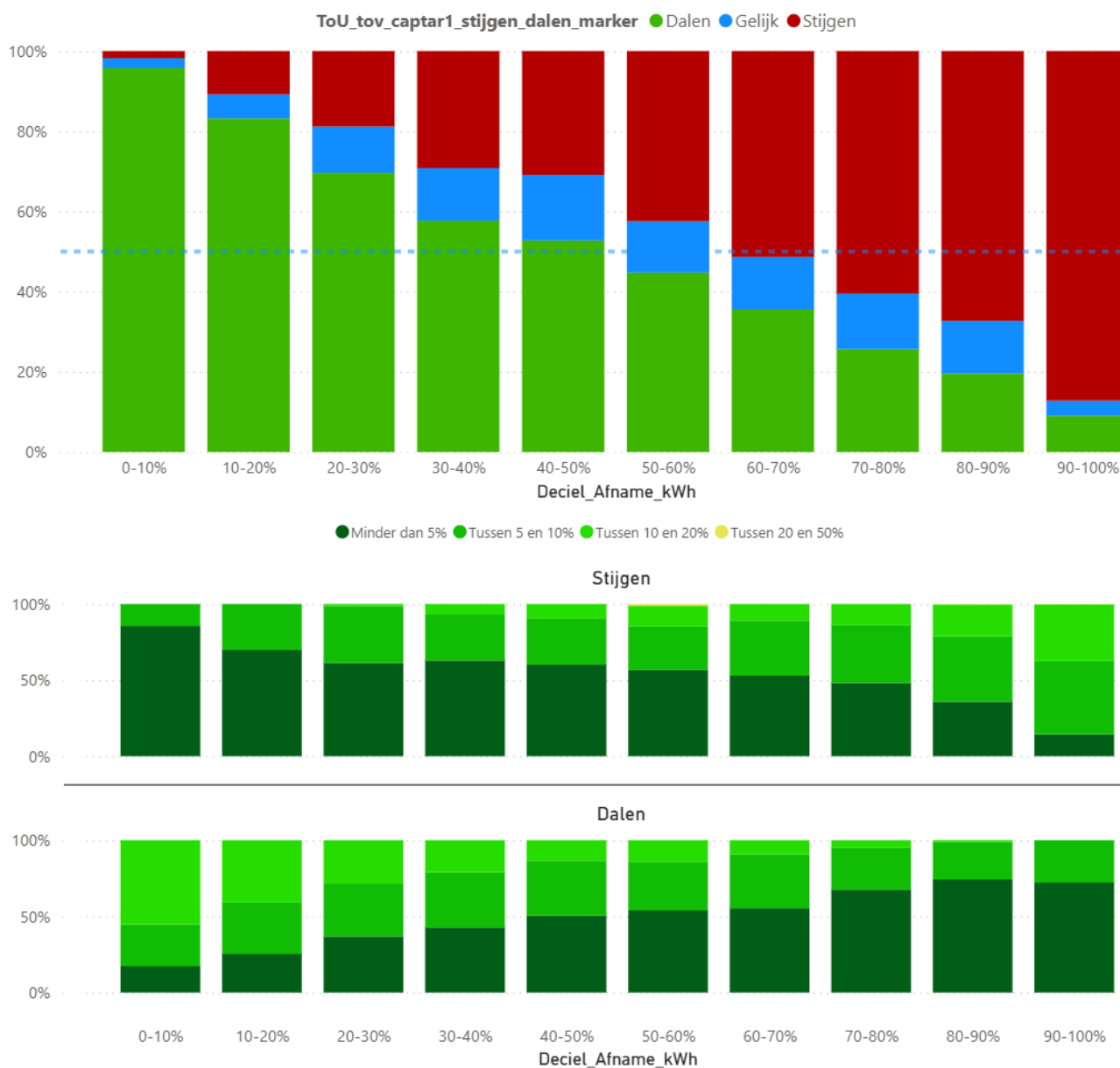


Figuur 96: De gemiddelde impact op de factuur per deciel vollaasten voor alle klantengroepen.

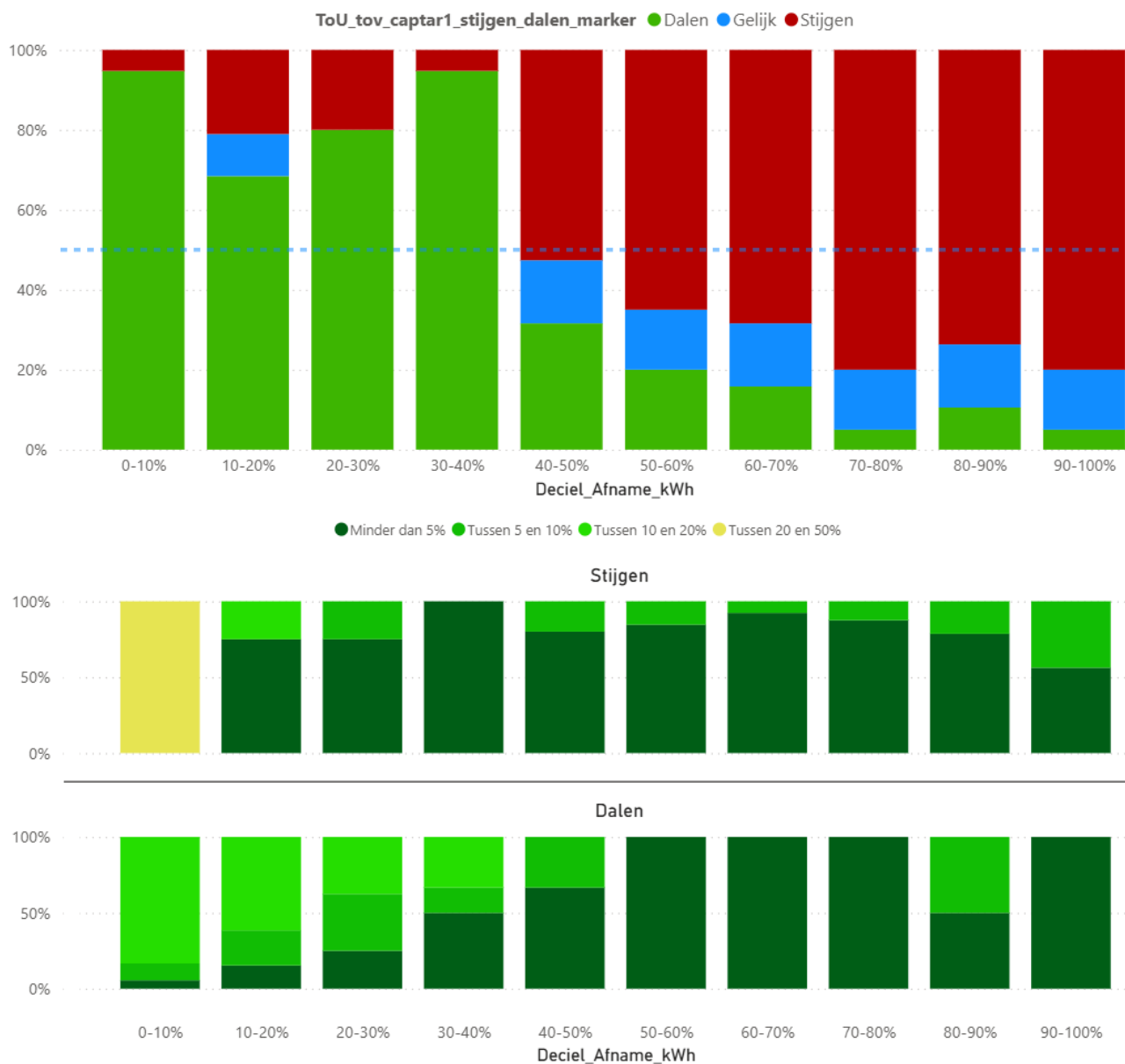
In Figuur 96 visualiseren we de vollaasten ofwel het verbruik gedeeld door de jaarpiek. Dat is een maatstaf voor hoe efficiënt de klanten hun netaansluiting gebruiken. Bij hoge vollaasten zijn er zeer veel kWh voor een beperkte piek. Een capaciteitstarief is dus gunstig voor deze klanten. Omgekeerd zal een klant met lage vollaasten sporadisch zeer hoge pieken trekken, maar slechts weinig afnemen. Financieel verkiezen deze een volumetarief in kWh, aangezien ze dan niet moeten betalen voor de hoge pieken. Deze logica was het uitgangspunt van capaciteitstarief om evenredig bij te dragen. Door het toevoegen van een kWh_{TOU} wordt nu ook het moment van verbruik belangrijk. Door 20% van de kosten van kW naar kWh_{TOU} te verschuiven voor niet-LS-klanten, zien we deze impact op grafiek Figuur 96. Kleine klanten betalen minder en de grotere klanten daardoor meer. Er is een duidelijke correlatie tussen verbruik, jaarpiek en vollaasten. Klanten met lage vollaasten verbruiken dus typisch ook minder, waardoor Figuur 95 en Figuur 96 een gelijkaardig verloop kennen. Met deze kennis in het achterhoofd bekomen we voor 26-1kV Figuur 97.



Figuur 97: De klanten 26-1kV opgedeeld in decielen jaarverbruik voor de nettarieven. Zo is deciel 0-10% de 10% klanten met laagste jaarverbruik. 90-100% is dan de top 10% hoogste verbruikers. De trendlijn ten gevolge van de reductie van het capaciteitstarief waarbij kleinere klanten profiteren, is zichtbaar.



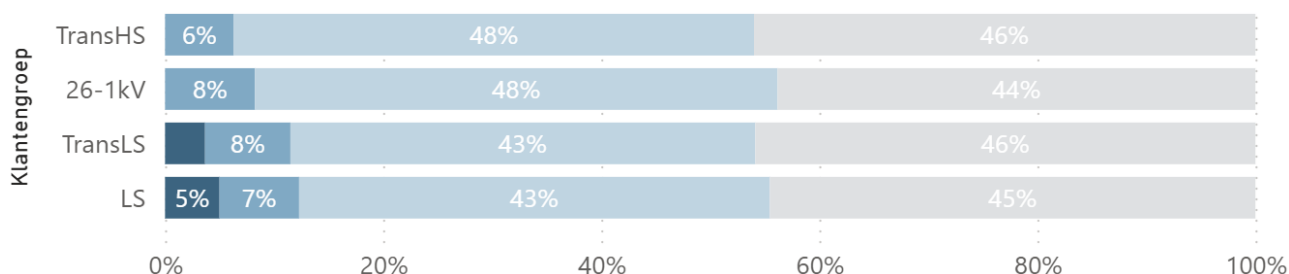
Figuur 98: De klanten Trans-LS opgedeeld in decielen jaarverbruik voor de nettarieven. Zo is deciel 0-10% de 10% klanten met laagste jaarverbruik. 90-100% is dan de top 10% hoogste verbruikers. De trendlijn ten gevolge van de reductie van het capaciteitstarief waarbij kleinere klanten profiteren, is zichtbaar.



Figuur 99: De klanten Trans-HS opgedeeld in decielen jaarverbruik voor de nettarieven. Zo is deciel 0-10% de 10% klanten met laagste jaarverbruik. 90-100% is dan de top 10% hoogste verbruikers. De trendlijn ten gevolge van de reductie van het capaciteitstarief waarbij kleinere klanten profiteren, is zichtbaar. Trans-Hs is een zeer kleine klantengroep, waardoor een grillige visualisatie zichtbaar is. De stijger in deciel 0-10% is welgeteld één klant die onder het plafond valt van het huidige tarief.

Waarom is de tariefimpact zo beperkt?

Eerst en vooral passen we maar 20% van het tarief netgebruik aan, van enkelvoudig tarief voor LS en kW voor niet-LS, naar ToU. Het grootste deel van de factuur blijft dus hetzelfde. Specifiek de componenten openbare dienstverplichtingen (ODV) en accijnzen in enkelvoudig tarief dempen de procentuele impact. Alle klanten betalen meer in superpiek en piek, maar betalen dan ook wel minder in normaal en dal. Om als klant meer te betalen, moet je procentueel, door de zero-sum-game, meer dan de gemiddelde klant verbruiken in superpiek- en piekperiode. Klanten met hun verbruik procentueel meer verschoven naar dal en normaal, zullen daarentegen minder betalen. Klanten met flexibel verbruik zouden met weinig inspanning meer kunnen schuiven.



Figuur 100: Procentuele verdeling van het verbruik over de ToU-periodes van onze klanten. Ligt het verbruik van de klant in lijn met bovenstaande waarden, dan zal hij nagenoeg hetzelfde betalen bij een wijziging naar dit systeem.

2 Interactie met de stakeholders

2.1 Overleg met de stakeholders

Als onderdeel van de studie 'Time-of-Use en injectie' organiseerde Fluvius vier stakeholdersessies, op 13 en 22 mei, en op 12 en 19 juni. Dit met als doel de uitgevoerde analyses door Fluvius en studieresultaten te bespreken, en vanuit de verschillende stakeholders vragen, bedenkingen of suggesties te capteren.

Een overzicht van de betrokken stakeholders voor de vervolgstudie 2025:



Aan de hand van verschillende hoofdstukken bundelen we per thema de belangrijkste bedenkingen en bemerkingen die werden geformuleerd.

2.1.1 Afname op laagspanning

De 22 ondervraagde stakeholders vinden unaniem dat er een prijsprikkel moet komen op de nettarieven voor afname op laagspanning. 55% (12 op de 22) geeft aan dat er zowel een prikkel op kW (piekreductie) als kWh moet komen, 27% (6 op de 22) wenst enkel een onderscheid op het kWh-tarief in de nettarieven (en niet op de kW), en 18% (4 op de 22) kiest enkel voor piekreductie. Geen enkele stakeholder kiest ervoor om geen tijdsprikkels op de nettarieven in te voeren.

Tijdens het overleg met de stakeholders werd ook duidelijk dat er geen algemene consensus is over de manier waarop een tijdsprikkels in de nettarieven moet worden ingevoerd. Dit bevestigt de conclusie vanuit Fluvius om een flexibel model te ontwikkelen, vertrekkende van startassumpties maar met variabele parameters die gaandeweg verder uitgeklaard moeten worden. Ook de stakeholders waren unaniem dat verdere parametrisatie van een Time-of-Use-schema op een later tijdstip kan gebeuren in functie van verder onderzoek.

2.1.1.1 Piekreductie

Voor de meeste stakeholders is piekreductie (het minder laten doorrekenen van de piek (kW) tijdens specifieke dalperiodes) een logische keuze.

De stakeholders geven onder meer aan dat het huidige capaciteitstarief op bepaalde momenten marktverstoring werkt. In perioden van incompressibiliteit (veel elektriciteitsaanbod in vergelijking met de vraag; de typische 'zonnige zondagen') wil de markt via prijssignalen klanten aanmoedigen om te verbruiken. Het huidige capaciteitstarief werkt dit volgens enkele stakeholders tegen, omdat klanten met het huidige

systeem op elk moment van de dag aandachtig moeten zijn voor hun piekverbruik. Een piekreductie tijdens deze typische dalmomenten zal zorgen voor een grotere synergie tussen de nettarieven en marktsignalen.

Toch vindt 47% (8 op de 17) een piekreductie te complex voor klanten, ook indien het een piekreductie betreft met een geheel getal (bv. 2x, wat in de vraagstelling ‘verdubbeling’ werd genoemd). De stakeholders beklemtonen het belang van een duidelijke/eenvoudige communicatie naar klanten, aangezien kW nu al moeilijk te begrijpen is voor vele klanten.

Verschillende piekreductiepercentages toepassen in functie van het seizoen en/of het moment van de dag (bijvoorbeeld in de zomer 50% en in de winter 25%), wordt door iedereen als te complex aanzien.

Op de vraag wanneer piekreductie zou moeten worden toegepast, antwoordt 58% (7 de op 12) “enkel in de dalperiodes niet-winter”, 25% (3 op de 12) “in het namiddagdal niet-winter” en 17% (2 op de 12) “in alle dalperiodes”.

2.1.1.2 KWh-tijdsprinkel via de nettarieven

Het merendeel (80%) van de stakeholders ziet het nut in van een kWh-tijdsprinkel in de nettarieven. Toch lijken de antwoorden op deze stellingen niet helemaal coherent, want op de vraag “Vind je dat het aangewezen is dat de netbeheerder incentiveert in ToU kWh?” antwoordt toch slechts 35% (6 op de 17) “Ja”, 24% (4 op de 17) “Neen”, en 41% (7 op de 17) “Ik weet het niet”.

De stakeholders verwijzen ook naar alternatieve opties, zoals netinvesteringen en prijssignalen die door de markt worden gegeven. De vrees bestaat ook dat een tijdsprinkel via kWh in de nettarieven een bijkomende complexiteit veroorzaakt bij de eindklanten, ook bij klanten zonder ‘stuurbare assets’ die hier niet meteen op staan te wachten.

Anderzijds verwachten de stakeholders minder weerstand wat betreft de introductie van een tijdsprinkel in de kWh-term, omdat mensen het huidige dag-/nacht-tarief al kennen.

53% (9 op de 17) vindt de prijsverschillen die we vandaag kennen in de markt onvoldoende incentiverend voor klanten om hun verbruik te schuiven. 67% (12 op de 18) verwacht wel dat de marktprijsverschillen in de toekomst groter zullen worden en dus meer incentiverend zullen zijn.

2.1.1.3 Tariefprinkel moet voldoende groot zijn

100 euro per jaar wordt door 88% (14 op de 16) aanzien als het minimale jaarlijks besparingsbedrag om een gedragswijziging bij klanten teweeg te brengen. Wel wordt benoemd dat niet altijd het besparingsbedrag zelf zo relevant is. Het bestaan van zelfs een beperkt tarifair voordeel, weliswaar gecombineerd met het feit dat men er weinig moeite voor moet doen, kan ook een gedragswijziging teweegbrengen.

Algemeen zijn de stakeholders het erover eens dat we met tijdsafhankelijke stimulansen in de tarieven een wijziging in klantgedrag beogen, specifiek bij klanten met stuurbare assets zoals elektrische wagens, warmtepompen, opslagsystemen, elektrische boilers, enz.

56% (13 op de 23) verkiest om een verplichte tijdsprinkel op de nettarieven in te voeren voor alle klanten. 39% (9 op de 23) vindt een opt-in beter, 4% (1 op de 23) kiest voor een opt-out-model.

De vraag stelt zich of het realistisch is dat het minimale besparingspotentieel van honderd euro bereikt wordt bij klanten met stuurbare assets in de winter, door enkel een tijdsprinkel op de kWh in de marktprijzen – en dus zonder een bijkomende tijdsprinkel op de kWh in de nettarieven. Hierover is heel wat discussie, en de

bevroegde stakeholders antwoorden hierop verdeeld: 43% (10 op de 23) antwoordt “Neen”, 39% (9 op de 23) antwoordt “Ik weet het niet” en 17% (4 op de 23) antwoordt “Ja”.

2.1.1.4 Eenvoud

Tijdens het stakeholderoverleg komt het belang van ‘eenvoud voor de klant’ regelmatig naar boven. Zo wordt de huidige aanrekening via kW in de nettarieven momenteel reeds als moeilijk aanzien. Een toekomstige piekreductie zien bepaalde stakeholders als te complex.

Ook al geeft 69% (11 op de 16) van de stakeholders de voorkeur aan een tarifair onderscheid in seizoen, toch wenst 12% (2 op de 16) geen onderscheid in seizoen en heeft 19% (3 op de 16) geen voorkeur heeft. Eenvoud wordt benoemd als een van de redenen waarom een seizoensvariabele ongewenst is.

Binnen het principe van een verschillend schema in de winter en de niet-wintermaanden, verkiest het merendeel van de stakeholders, vanuit het oogpunt ‘eenvoud’, een uurschema waarbij de uren in de winter en de niet-wintermaanden gelijklopen (ook al kunnen de tarieven van dezelfde blokken in de winter en niet-winter wel verschillen). Binnen dit kader wordt door een stakeholder nog aangevuld dat klanten vooral de afweging binnen de dag maken (niet over seizoenen), en dat drie perioden voldoende zijn voor mensen om erop te reageren.

70% (16 op de 23) opteert voor drie tariefperioden (piek-normaal-dal), 22% (5 op de 23) kiest voor vier tariefperioden (superpiek-piek-normaal-dal), en 8% (2 op de 23) gaat voor meer dan vier tariefperioden. Geen enkele stakeholder verkiest een schema met slechts twee tariefperioden.

Een duidelijke en eenvoudige communicatie- en marketingstrategie bij eventuele invoering wordt opgemerkt als aandachtspunt. Een klantgerichte benaming voor ‘piekreductie’, een betere benaming voor seizoenen (namelijk maanden of zonnige/donkere perioden), of ook de benaming van de tariefperioden zoals niet spreken van ‘superpiek’, zijn enkele voorbeelden.

2.1.1.5 Uniformiteit over de regio's heen

Vanaf 1 januari 2026 zal Wallonië een tijdsprikket in de nettarieven in kWh introduceren. Vanuit verschillende hoeken wordt een voorkeur geuit voor een uniform federaal model. 76% (13 op de 17) van de stakeholders is voorstander van een federaal uniform model. Bijkomend wordt gesteld dat dit daarom niet het huidige schema van Wallonië hoeft te zijn, onder meer aangezien een seizoensvariabele ontbreekt in dit schema en dit toch voor heel wat stakeholders de voorkeur wegdraagt.

Aligneren over de regio's heen kan vooral voor de leveranciers voordelen opleveren. Er wordt benoemd dat het vooral positief zou zijn mochten de uren over de verschillende regio's gealigneerd zijn.

Enkele stakeholders geven aan dat een uniform federaal uurschema een ambitieus streefdoel is dat ook in andere beleidsdomeinen moeilijk te realiseren blijkt.

2.1.2 Injectie

Het thema ‘injectietarieven’ kwam slechts beperkt aan bod op het stakeholderoverleg. De voorgelegde conclusies vanuit Fluvius betreffende dit thema waren om een eerder afwachtende houding aan te nemen en verder te evalueren in welke mate de huidige en toekomstige marktsignalen (onder meer via negatieve injectietarieven) de injectiepieken op de netten onder controle zullen houden, in combinatie met de stimulansen via een tijdsprikkel op afname (dalperioden in het namiddagdal).

64% (9 op de 14) vindt het niet logisch dat prosumenten (decentrale productie $\leq 10\text{kVA}$) zouden moeten bijdragen in de netkosten via injectietarieven. 14% (2 op de 14) zegt “ja”, en 22% (3 op 14 antwoorden) heeft “geen voorkeur”.

Over een eventuele aanpassing aan de huidige tariefdrager in de injectietarieven in euro/kWh bij decentrale producenten groter dan 10kVA, zijn de meningen van de stakeholders sterk verdeeld: 50% (6 op de 12) heeft “geen voorkeur”, 42% (5 op de 12) zegt “ja”, 8% (1 op de 12) zegt “neen”.

2.1.3 Middenspanning

Ook de klantengroep ‘Middenspanning’ kwam slechts beperkt aan bod op het stakeholderoverleg. Voor middenspanningsklanten kunnen we, net zoals bij laagspanningsklanten, een logisch statisch Time-of-Use-schema met drie tariefperioden (piek-normaal-dal) vooropstellen, maar de impact van de netbeheerder via sturing in kWh is voor deze klantengroep vrij beperkt. Bovendien zien we binnen deze klantengroep alternatieve oplossingen om de piekbelasting op een specifieke plaats in het distributienet te mitigeren, zoals lokale en gerichte flexibiliteitproducten, hetgeen voor Fluvius de voorkeur wegdraagt.

Op de vraag of er een tijdsprikkel in euro/kWh moet komen op de tarieven voor middenspanningsklanten, antwoordt 36% (7 op de 19) “Ja, maar enkel voor de leveranciers (nettarieven blijven dan volledig in kW aangerekend)”, 26% (5 op de 19) antwoordt “Ja, voor netbeheerder en leverancier”, 10% (2 op de 19) zegt “Neen” en 26% heeft “Geen voorkeur”. We kunnen hieruit besluiten dat er op dit moment voor middenspanning geen consensus is onder de stakeholders over een eventuele invoering van een tijdsprikkel op de nettarieven.

2.2 Alternatieve schema's stakeholderoverleg: link met technische studie

In het overleg met de stakeholders werd de logica uit hoofdstuk 1 toegelicht met de feedback in hoofdstuk 2.1 tot gevolg. We verwerkten tijdens het stakeholderoverleg de feedback van stakeholders op het tijdsschema en berekenen voor elk voorstel de impact op het net en de klant. Het lijkt ons niet opportuun om voor elk voorstel de volledige beschrijving te voorzien zoals beschikbaar voor het basisschema Fluvius uit de technische studie (hoofdstuk 1). In bijlage 2, een bijlage die als apart document voorzien is, is een samenvattende tabel beschikbaar met alle resultaten van de simulaties.



Hoe werkt onze visualisatie?

- In de rijen staan telkens alle scenario's die werden geëvalueerd. Samenhangende scenario's zijn per kleur gegroepeerd.
- In de tweede kolom vind je het scenario-nummer terug.
- Sommige scenario's verlopen volgens een ander uurschema dan gepresenteerd tot nu toe. Indien een ander schema van tel is, dan is dat schema gevisualiseerd in bijlage 1 in hoofdstuk 4.
- In de kolommen zijn telkens de evaluatieparameters neergeschreven en hoe ze berekend worden.

We bespreken hieronder thematisch de verschillende scenario's om de logica en conclusie erachter te delen.

2.2.1 Kostentoewijzing en piek/dalratio

Dit onderdeel slaat op de blauwe scenario's 5, 6, 7, 8, 14, 15, 16 en 17. Het uurschema is telkens het optimale ToU-schema zoals hierboven beschreven. In het bestaande voorstel:

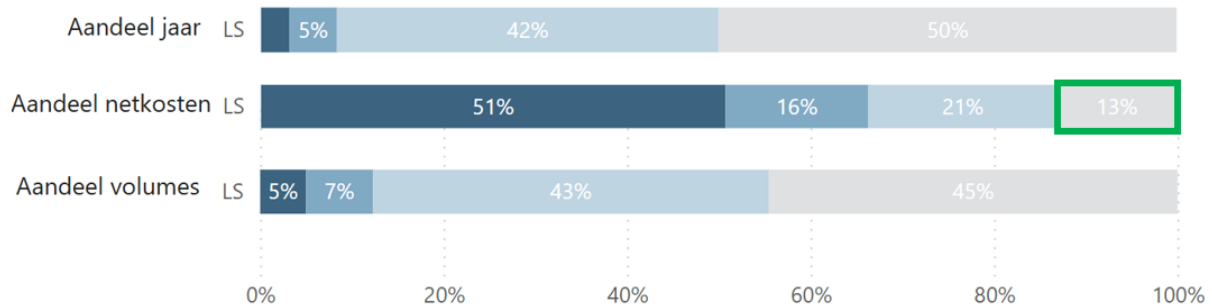
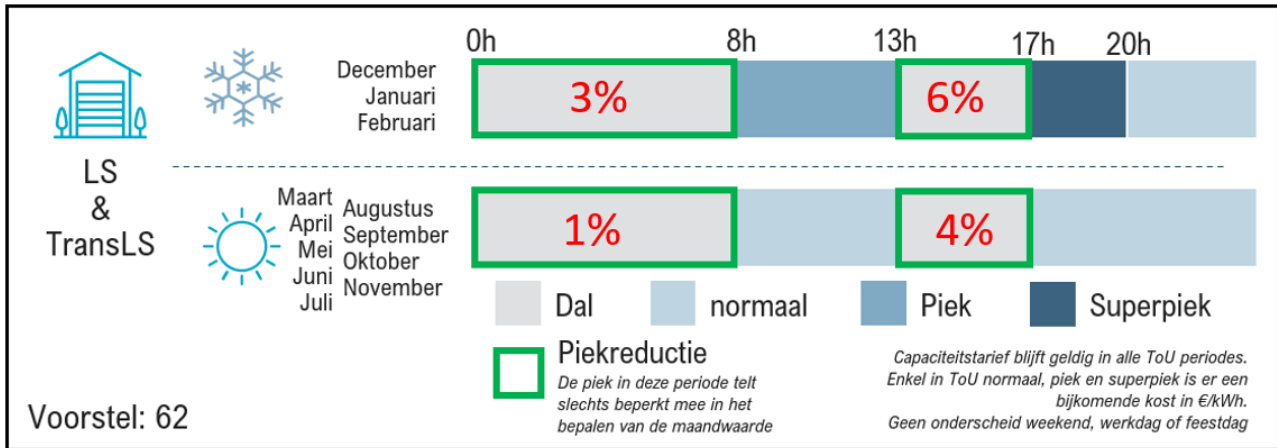
- Passen we de $kWh_{\text{enkelvoudig}}$ aan naar een kWh_{ToU} . Niets houdt ons echter tegen om het aandeel op kW te reduceren of verhogen en dan de kosttoewijzing kWh_{ToU} met dezelfde factor ook aan te passen.
- De piek/dalverhouding is het gevolg van de netkosten in ToU te verrekenen in de volumes van de klanten per ToU. We beschreven deze methodiek in 1.3.5.4. We kunnen die verhouding verder aanscherpen of afzwakken.

Het resultaat laat zich eenvoudig voorspellen. Door de kostentoewijzing en/of de piek/dalratio te verhogen, stijgt de prijs van ToU-superpiek en stijgt de volledige piek/dalverhouding op de totale factuur. Bijvoorbeeld is de superpiek/dalverhouding op de totale factuur in het huidige voorstel 1,7 met de leverancierprijzen in ToU. Brengen we het aandeel kWh_{ToU} van 20% naar 50% van de totale kosten, dan stijgt de superpiek/dalverhouding naar 2,4 op de totale factuur. Let wel, in dat voorbeeld dekt de kW niet 80% maar slechts 50% van de kosten, waardoor de eenheidsprijs euro/kW daalt. De som van alle tariefdragers is tenslotte maximaal 100% om een kostendekkend tarief voor te leggen.

We concluderen dat bovenstaande bijstellingen op dit moment onvoldoende gegrond zijn. We stellen voor om de kostentoewijzing aan kWh te behouden zoals die vandaag is, omdat er dan geen tariefschokken zijn. Hebben we op later tijdstip een beter zicht op de prijselasticiteit, dan kan een bijsturing aangewezen zijn.

2.2.2 Piekreductie

Dit onderdeel slaat op de gele scenario's 60, 62 en 63. We gebruiken hier eveneens het ToU-voorstel door Fluvius gesuggereerd in 1.3.4.2, maar passen een piekreductie toe. Er is een variatie op wanneer de piekreductie geldig is en hoe hoog die is.

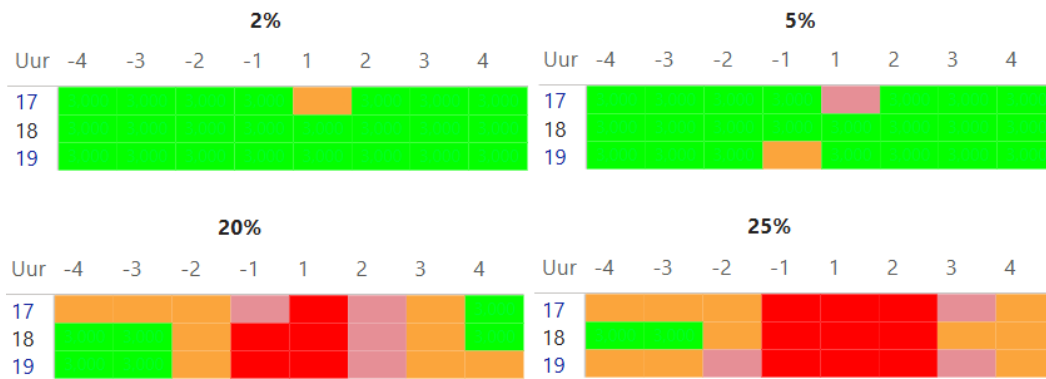


Figuur 101: Als voorbeeld scenario 62, waarbij elke dalperiode een piekreductie kent. Dit wijkt af van het finale voorstel waarbij er enkel piekreductie is tijdens het middagdal buiten de wintermaanden.

We konden reeds vaststellen dat een statisch ToU-schema niet voor alle assets optimaal kan zijn. 13% van onze assets heeft zijn jaarpiek afname vandaag reeds in de dalperiode. De verdeling van die 13% is weergegeven in Figuur 101 per dalperiode. Voor die 13% assets is piekreductie zeker niet aangewezen.

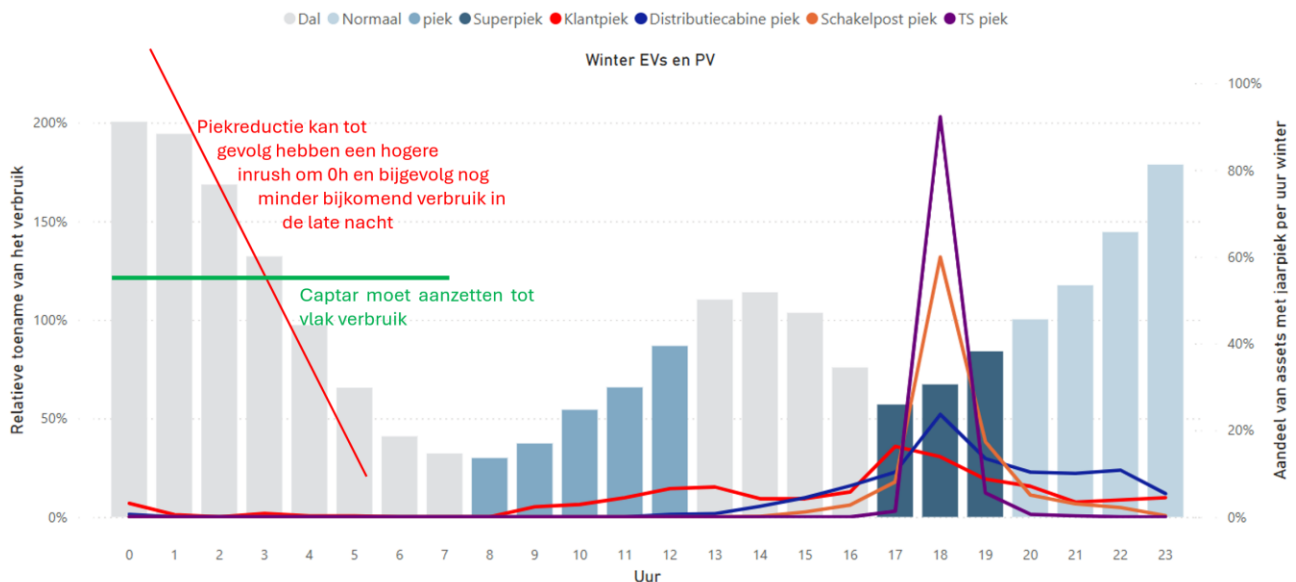
In het finale voorstel stellen we wel een reductie voor in het middagdal buiten de winter, omdat in deze zone tussen nu en introductie ToU 2 tot 3 GW PV zal bijkomen volgens de plannen van de Vlaamse regering. Door die injectie is het veel eerder waarschijnlijk dat dit percentage zal zakken ongeacht de reactie op afname.

Voor de overige dal periodes blijkt in de huidige data dat een piekreductie wel zou kunnen werken, omdat er al rond de 20% van het verbruik zou moeten schuiven om de systeempiek in dal te krijgen. Meer dan 20% verschuiven is weinig realistisch om te verwachten, waardoor piekreductie kan in de huidige data.



Figuur 102: De methodiek van de piekreductie, zoals uitgelegd in Figuur 80, toont aan dat hoge verschuivingen mogelijk zijn en dat piekreductie kan in alle dalperiodes in het huidige netwerk.

ToU komt er echter pas in de toekomst en we zien die piekreducties vandaag niet mogelijk in de klanten met profielen zoals verwacht in de toekomst. Het verbruik wordt weliswaar verschoven dankzij de bestaande incentives, maar niet vlak genoeg. Een piekreductie zou dus als risico kunnen hebben dat de jaarpiek van onze assets simpelweg verschuift. Zo'n in-rush-effecten zouden de energiemarkt ook verstoren. Het lijkt ons dus aangewezen dit verder op te volgen.



Figuur 103: De gemiddelde klant in de winter met een elektrisch voertuig en zonnepanelen. We kunnen vaststellen dat de nachtperiode niet efficiënt wordt gebruikt. De wagen start met laden rond middernacht, maar laadt zo snel dat de vroege ochtend weinig bijkomend verbruik kent. Een piekreductie zou dit nog kunnen versterken.

De stakeholders gaan mee in bovenstaande redenering. De wens is dus om in zoveel als mogelijk periodes een piekreductie te hebben, maar wel volgens onderstaande richtlijnen.

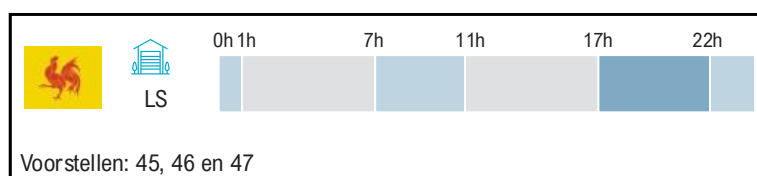
- Probeer te reduceren in gehele getallen, zoals gedeeld door 2. Let wel, de studie bekomt nu met zekerheid 20% en dus niet 200%. De term piekreductie werd op die manier vervangen door een aantal alternatieve benamingen:

- Piekverdubbeling: vanuit het standpunt van de klant kan die een piek dubbel zo hoog trekken zonder impact op de factuur.
- Piekhalvering: de piek wordt met de helft verminderd alvorens de maandpiek wordt bepaald.
- Unaniem wordt aangegeven dat verschillende reductiepercentages per ToU-zone veel te complex is.

We concluderen dat piekreductie op dit moment niet met voldoende zekerheid kan toegekend worden aan de andere dalperiodes dan het middagdal buiten de winter. Om het begrijpbaar te houden, zijn hogere reductiepercentages gewenst. Het nut daarvan kon momenteel onvoldoende bewezen worden en dient verder opgevolgd te worden. Indien de inschattingen dit toelaten, zal meer piekreductie onderdeel uitmaken van een toekomstig voorstel. Ook de hoogte van reductie wordt beter op een later tijdstip vastgelegd.

2.2.3 Een federaal schema

We evalueren Wallonië en Brussel in schema 45, 46, 47 en 50. Een belangrijke wens van de leveranciers is het aligneren van een federaal schema, voor operationele eenvoud. Dat schema dient voor de stakeholders niet noodzakelijk dat van Brussel of Wallonië te zijn, maar de voorstellen zijn wel vaak geïnspireerd door Wallonië.



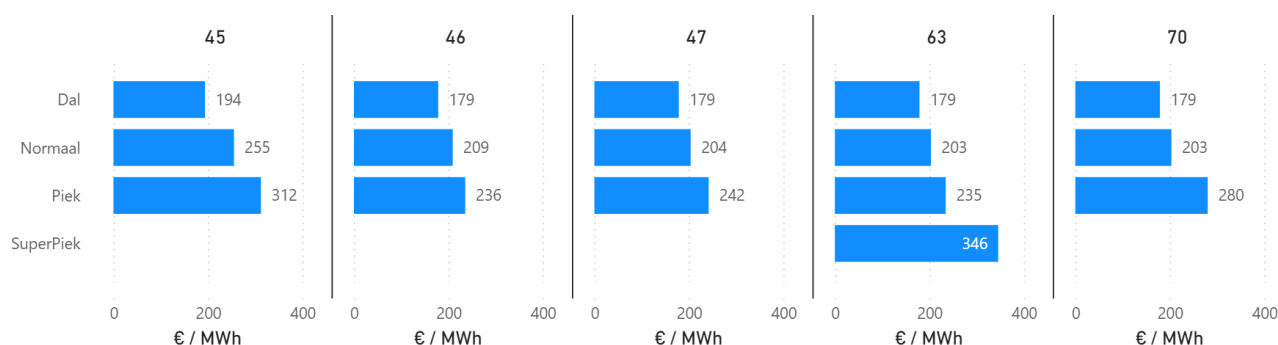
Figuur 104: Het Waalse incentiverend schema.

We onderzochten drie Waalse varianten:

- 45 → De tariefmethodologie van CWaPE is integraal van tel voor Fluvius, waarbij we kiezen voor de gemiddelde piek/dalverhouding. Er is geen opt-in of opt-out voor het incentiverend schema; iedereen heeft het dus voor netbeheer. Er is in Wallonië een capaciteitstarief theoretisch voorzien, maar vandaag wel aan 0%.
- 46 → We behouden de 80% kW en de kWh gaat over naar schema Wallonië zoals beschreven in 45.
- 47 → We behouden de 80% kW en de kWh gaat over naar tijdschema Wallonië, maar wel volgens de piek/dalverhouding berekend met de Fluvius-methode, waarbij netkosten in ToU-periode gedeeld worden door de klantvolumes.

We vergelijken met twee Fluvius-voorstellen:

- 63 is het finale voorstel van deze studie.
- 70 is hetzelfde als 63, maar de superpiek bestaat niet. Dat tijdvlak werd ingeschaald op gelijke hoogte als de winterochtendpiek.



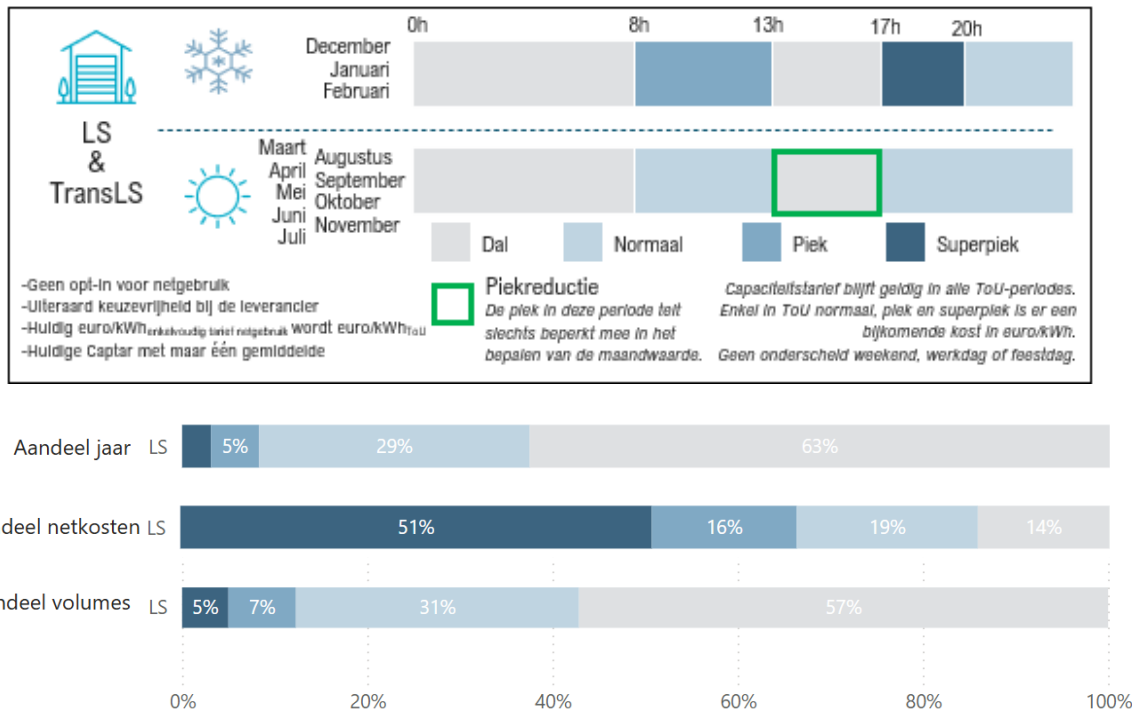
Figuur 105: Tarieven voor keuze ToU ook bij de leverancier voor de volledige factuur per ToU-periode voor de verschillende voorstellen. Tarieven 45, 46 en 47 zijn op basis van Wallonië. 70 is het voorstel van Fluvius in deze studie, maar zonder superpiek (die periode is dan gelijkgesteld met de winterochtend en is dan 'gewoon' piek).

Het Waalse schema heeft een piek/dalverschil van 118 euro/MWh in 2024, terwijl het Fluvius-voorstel 70 zonder de superpiek op 101 euro/MWh zit. Het finale studievoorstel, dus wel met superpiek, komt uit op 167 euro/MWh. Dat is enerzijds omdat in het Fluvius-voorstel er geen netkosten aangerekend zijn in dalperiode. Het aandeel van de netkosten ToU wordt aangerekend in de superpiek-, piek- en normaalperiode. In het Waalse 100% ToU zijn wel netkosten voorzien in dalperiode. In Vlaanderen is dat niet nodig, want de ToU zou er enkel voor systeempiek zijn, niet voor de andere kosten gerelateerd aan netgebruik zoals correcte spanning, frequentie, interventieploegen, Klanten die schuiven, zullen in het Fluvius-schema dus 15 euro/MWh minder netkosten betalen, wat de elektrificatie ten goede komt.

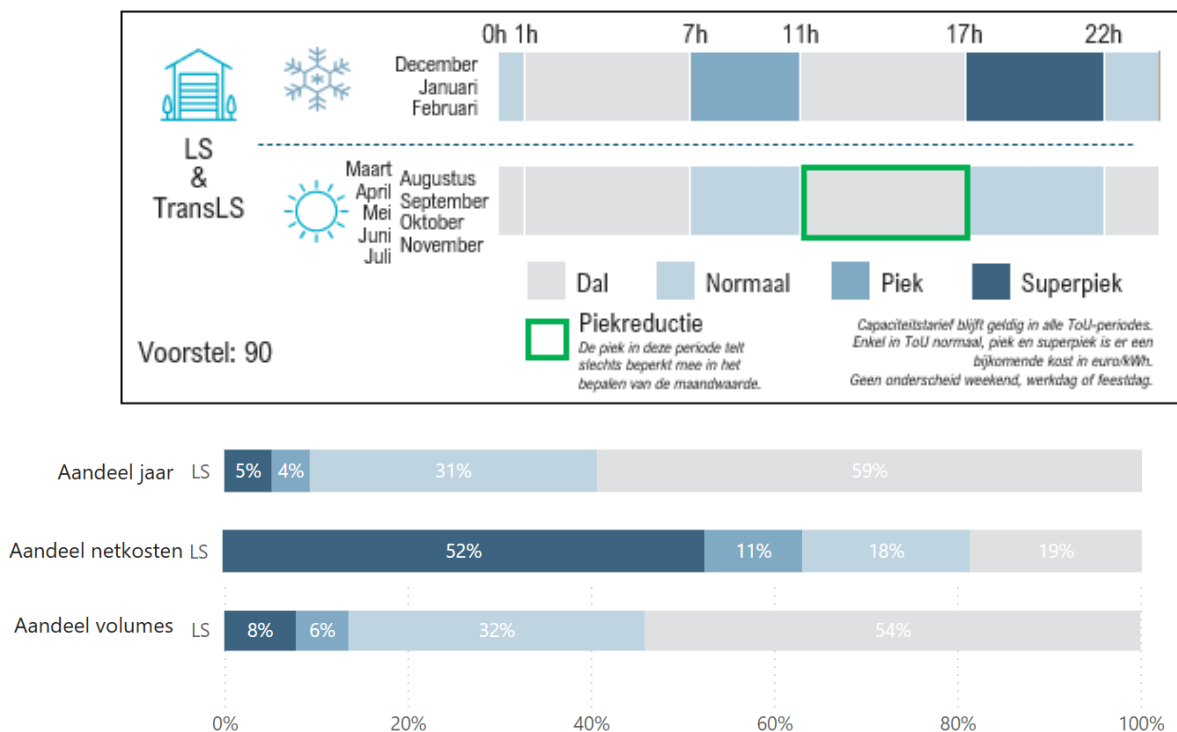
Anderzijds is de piek in het Fluvius-schema niet duurder dan het 100% ToU-schema van Wallonië. De superpiek in het Fluvius-schema is dat wel, ondanks het feit dat we maar 20% op ToU zetten tegenover 100% in Wallonië.

Hoe dat mogelijk is, verklaren we met onderstaand voorbeeld. Daarbij gebruiken we voorstel 90³⁸, dat de Waalse uren overneemt, maar in lijn met de vraag van stakeholders een seizoenseffect bijkomend toevoegt. Het voorstel lijkt daarmee beter op dat van deze studie, waardoor de verschillen eenvoudiger toe te lichten zijn.

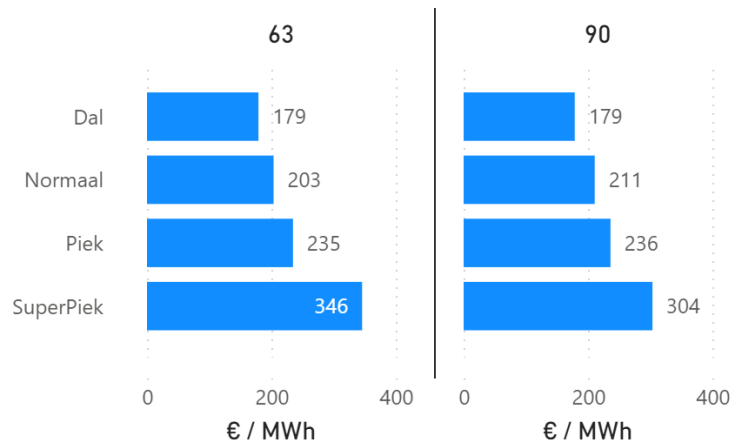
³⁸ Let op: Dit is het enige in dit document vermelde scenario dat NIET in de scoringsmatrix (bijlage2) voorkomt.



Figuur 106: Herhaling van het Fluvius-schema voorgesteld in deze studie.



Figuur 107: Een variant op het Waalse schema, waarbij de uren worden overgenomen volgens een seizoenslogica.

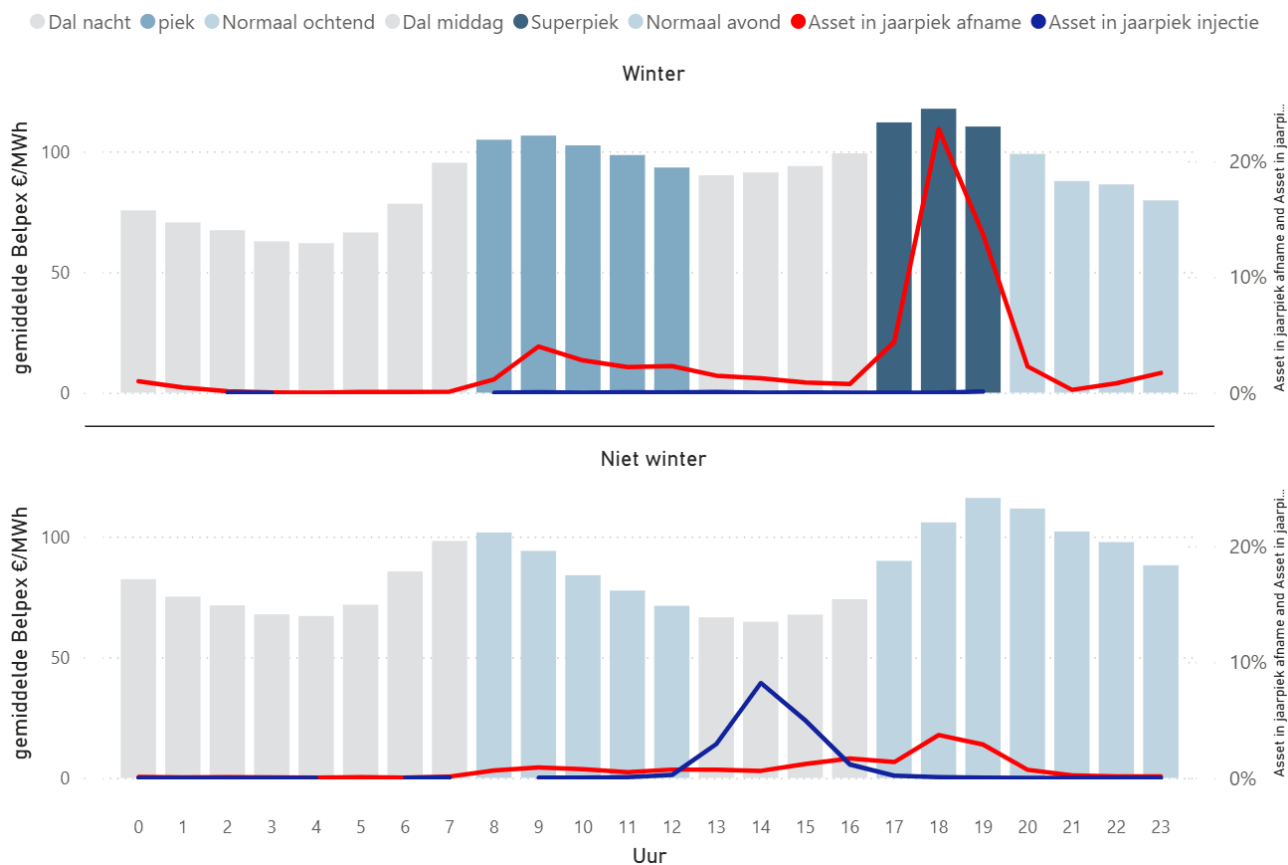


Figuur 108: De tarieven op de volledige factuur met keuze ToU bij de leverancier voor twee ToU-modellen.

We bekijken superpiek in detail en gebruiken daarvoor aandeel netkosten en volume uit Figuur 106 en Figuur 107. In het Fluvius-schema bestaat superpiek uit 17.00, 18.00 en 19.00 uur in de winter, wat 51% van de assets hun jaarpiek omvat. Wallonië voegt aan die periode ook 20.00 en 21.00 uur toe. In Vlaanderen zijn dat echter sterke daluren. We zien dat doordat er met die twee extra uren 1% meer assets positief beïnvloed worden. Echter, die twee extra uren per dag in de winter doen het volume om de tarieven te bepalen van klanten in superpiek toenemen van 5 naar 8% (zie 1.3.5.3 voor methodiek). Een minder of meer gelijkaardige kost moet dus verdeeld worden over veel meer kWh, waardoor de eenheidsprijs drastisch zakt. Het minder efficiënt communiceren van de systeempiek zorgt er dus voor dat de eenheidsprijs zakt. Bovendien is een minder efficiënt schema veel risicovoller in de zin dat klanten hun avondverbruik niet verschuiven. Sommige verbruik moet om comfortredenen voor het slapengaan gebeuren. Bijvoorbeeld laten sommige klanten hun droogkast niet draaien tijdens het slapen. Doordat 20.00 en 21.00 uur niet beschikbaar zijn om naar te schuiven, zou dat verbruik in de superpiekperiode kunnen blijven steken.

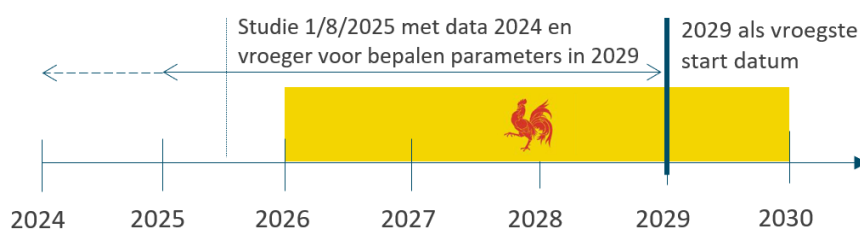
Een volgende zone om in detail te bekijken is het middagdalen buiten de winter. In het Fluvius-voorstel omvat dat enkel 13.00 uur tot 16.00 uur, terwijl daar in het Waalse schema ook 11.00 en 12.00 uur aan worden toegevoegd. Aangezien de hoofdoorzaak van injectiepieken de zonnepanelen van prosumenten zijn, is het in onze simulaties niet mogelijk gevonden dat ook 11.00 en 12.00 uur injectiepieken kunnen worden. Let wel, de injectiepiek zal op die momenten ook verhogen en de marktprijs dus dalen, maar nooit zo hard dat ze 13.00, 14.00 en 15.00 uur kunnen inhalen. De stand van de zon is namelijk de bepalende factor. Belangrijk is ook te noteren dat alle prosumenten wel geïncentiveerd zijn om verbruik te schuiven naar 11.00 en 12.00 uur, omdat hun zonnepanelen op dat moment voldoende produceren voor honderd procent zelfconsumptie. Het is dus niet aangewezen de niet prosumenten ook naar 11.00 en 12.00 uur te incentiveren. Bovendien zijn 11.00 en 12.00 uur ook pieken in de winter.

Ook wordt 07.00 uur toegevoegd aan het ochtendblok in Wallonië, wat Fluvius zowel op dit moment als in de toekomst onnodig lijkt. Dat is ook een uur waarop de meeste warmtepompen actief zijn om woningen te verwarmen. Deze keuze zou de werkingskosten van warmtepompen onnodig verhogen.



Figuur 109: De marktprijzen in de kolommen met as links. De netimpact in de lijn op de as rechts.

Kiezen voor een federaal schema leidt tot een timing-dilemma. Wallonië zou bijvoorbeeld in 2026 al starten, terwijl Vlaanderen ten vroegste drie jaar later kan opstarten. We konden vaststellen dat de leveranciers een schema met seizoenen verkiezen. Verschillen in tarifaire periodes tussen de verschillende regio's bemoeilijken de invoering van één federaal schema.



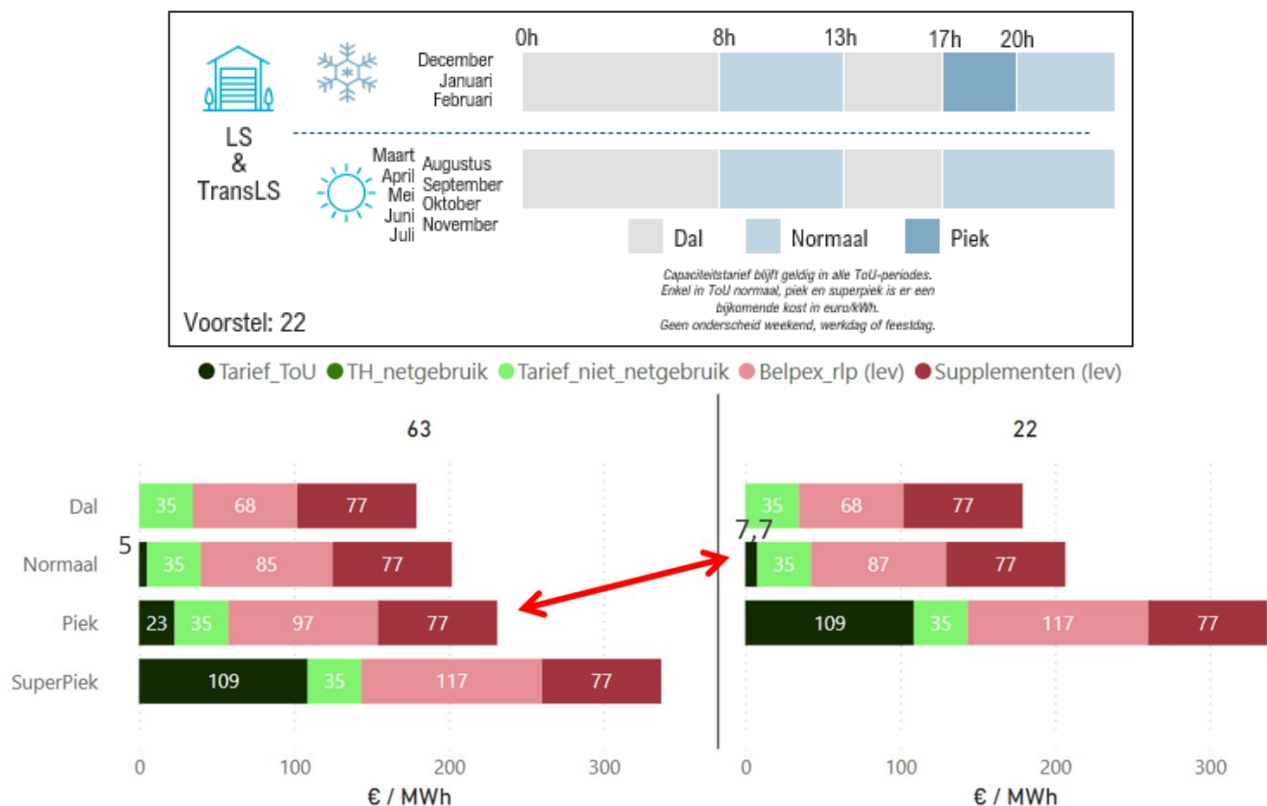
We concluderen dat er heel wat onzekerheid verbonden is aan het afstemmen van een schema uniform over de regio's, zeker wanneer we ons baseren op de data uit deze studie (data tot en met 2024). Verschillen in tarifaire periodes tussen de verschillende regio's bemoeilijken dat nog extra.

2.2.4 Alternatieve schema's

De alternatieve scenario's werden om verschillende redenen aangevraagd. We proberen deze enigszins te clusteren.

- Schema 3 en 4 verwerken de wens om maar drie ToU-zones te hebben, zoals 70% van de stakeholders aangeeft voor eenvoud. De overige wensen vier of meer ToU-zones. In scenario 2 en 4 evalueren we de impact, stel dat we aan december, januari en februari ook november en maart zouden toevoegen. Ook in die maanden kan het zeer koud zijn, maar dat lijkt volgens de huidige klimaatdata, gezien de opwarming van de aarde, eerder uitzonderlijk.
- Schema 18, 19 en 22 behouden dan weer het uurrooster van Fluvius, maar duiden sommige periodes aan met een andere ToU.

Schema 22 zou bijvoorbeeld drie ToU-zones gebruiken en toch de winteravondpiek afzonderlijk incentiviseren. Hierdoor blijft de eenheidsprijs in die periode behouden, maar dat gaat wel ten koste van de winterochtendpiek. De incentive daar verdwijnt nagenoeg helemaal doordat de periode buiten de winter erbij komt.

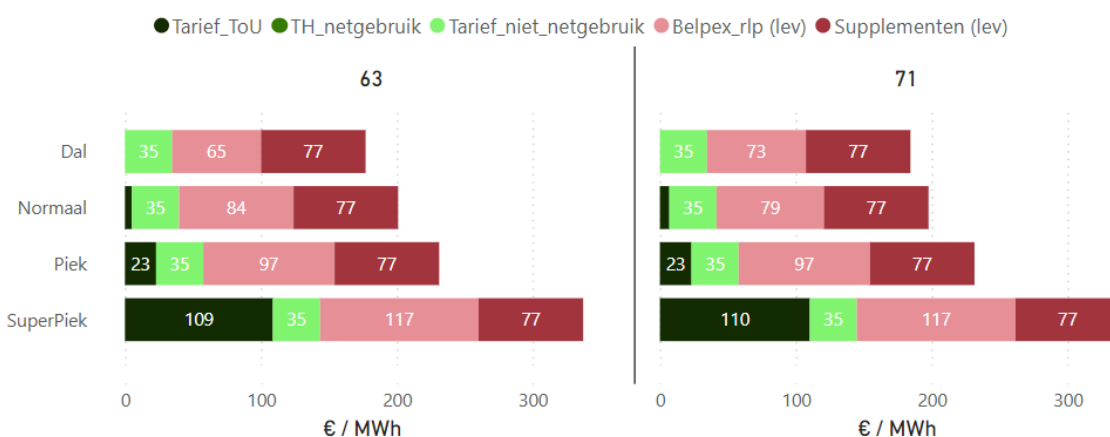
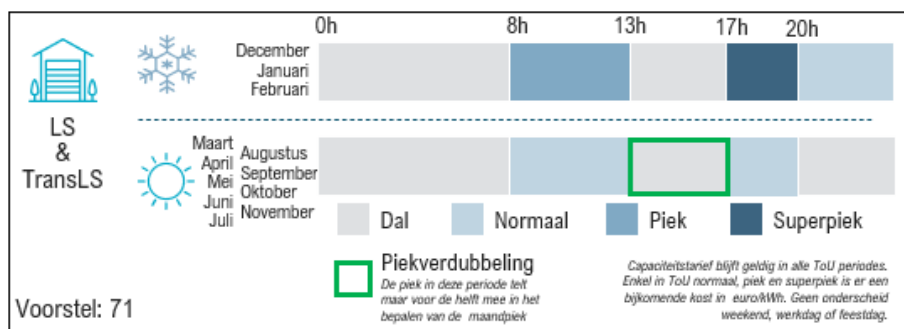


Figuur 110: Voorstel 22 in vergelijking met het Fluvius-schema rechts. De winterochtendpiek wordt veel minder sterk geïncentiveerd.

- De schema's in de 70-range zijn nog enkele extra variaties.

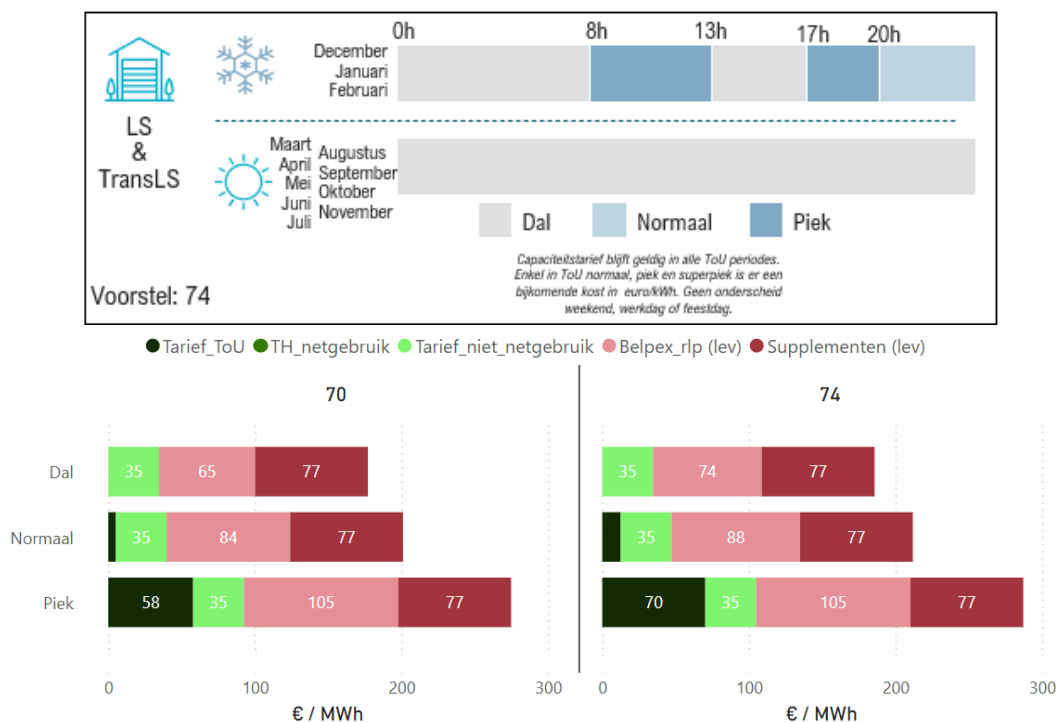
Nemen we bijvoorbeeld schema 71. Daar stelt een meerderheid van de stakeholders dat het eenvoudiger is om buiten de winter reeds om 20.00 uur naar dal over te schakelen. In het Fluvius-voorstel doen we dat echter pas om 00, gelijkaardig met het winterschema. Evalueren we de impact van die keuze, dan zien we voor de netbeheerder geen enkele impact. Voor de leveranciers clusteren die uren echter minder goed rond

de lage nachtprijzen. De dalprijs gaat daarom met 12 euro/MWh naar omhoog ten voordele van de normaalprijs die met 5 euro/MWh zakt. Dit is weer een mooi voorbeeld van waarom het zo moeilijk is om ToU-periodes zo ruim op voorhand vast te leggen. Hoe evolueren marktprijzen in de toekomst?



Figuur 111: Voorstel 71 doet een beperkte aanpassing met een dal buiten de winter, dat vroeger start om 20.00 uur in plaats van middernacht.

Een ander relevant voorstel is voorstel 74. Netkosten zijn aangedreven door koude temperaturen en dat zal door temperatuurgevoelige toepassingen zoals warmtepompen en elektrische wagens nog verder toenemen, zoals beschreven in 1.3.4.2 (controle voor de toekomstige klanten). In de voorstellen met seizoen halen we ruim 80% van de netkosten ToU op in december, januari en februari. De overige 20% wordt verdeeld over de negen andere maanden met een normaal/dalverhouding (er is maar een tweevoudig tarief buiten de winter) van slechts 5 euro/MWh. Voor klanten met ToU bij de leverancier zal de dominante normaal/dalverhouding echter vooral door marktprijzen uitgezet worden buiten de winter. Stel dat er bijkomende prikkels komen op het injectietarief (zie daarvoor volgend hoofdstuk), dan vinden sommige stakeholders dat de netbeheerder simpelweg niet moet incentivieren op afname buiten de winter.



Figuur 112: Voorstel 74 met geen incentivering op afname buiten de winter. We vergelijken met het Fluvius-voorstel 70 met die aanpassing dat er geen superpiekperiode is (die is gewoon piek in dat voorbeeld). Deze leverancier volgt het schema, wat weliswaar niet de wens is van de leveranciers.

We concluderen dat de invoering van een ToU heel wat variabelen kent, elk met hun specifieke impact. Maken we de ToU minder efficiënt door meer dan nodig uren te incentivieren of seizoen niet te betrekken, dan zakt de piek/dalverhouding aanzienlijk. Dat schema is dan misschien wel eenvoudiger, maar heeft bijgevolg minder impact.

Na alle voorstellen van stakeholders te hebben geëvalueerd, stellen we vanuit de technische studie vast dat het voorstel van Fluvius op verschillende rationele criteria beter scoort, zoals betere clustering van marktprijzen en de laagste kans op een onstabiel tijdsschema (onstabiele schema's zijn snel achterhaald zodra klanten reageren). Bovendien werken we het marktverstorend effect bij lage marktprijzen weg via piekreductie. De onduidelijkheden over hoe de energiemarkt zal evolueren, het subjectieve element eenvoudig en de wens om een federaal schema te bekomen, maken het lastig om een tijdschema overeen te komen dat door alle stakeholders wordt onderschreven. Ook injectie speelt een rol en wordt in het volgende hoofdstuk besproken.

2.2.5 Schema's met incentives op injectie

We bekijken hier schema's 35, 36, 40, 41, 42, 43 en 44. Schema's die tarieven op injectie simuleren, verlopen enigszins volgens een andere logica. Tarieven zijn een zero-sum-game en in de simulaties op afname hierboven wil dat zeggen dat de inkomsten van Fluvius voor injectie en afname afzonderlijk in alle scenario's hetzelfde blijven. Bij simulaties op injectie veranderen de totale inkomst niet, maar wordt de inkomst door injectie wel hoger ten koste van afname. Bijgevolg dalen de eenheidsprijzen van afname.

- In scenario 40 passen we het bestaande injectietarief in euro/kWh ook toe op de prosumenten. De vrijstelling vervalt dus. We zien daardoor nagenoeg geen tariefimpact, omdat dit tarief eerder laag is in vergelijking met afname. De shift van afname naar injectiekost is daardoor zeer beperkt.
- In schema 35 verdelen we de kosten van afname en injectie simpelweg op basis van de jaarpiek; een methode die we gebruiken voor het bepalen van ToU. Is de jaarpiek van een asset injectie, dan zit de volledige afschrijfkost op injectie. De impact laat zich duidelijk merken door een verschuiving van injectie naar afname met 11%. Alle afname-eenheidsprijzen dalen bijgevolg eveneens met 11%. Er ontstaan ook tariefschokken: 1% van de klanten ziet een stijging van 50% op zijn factuur, terwijl dat in het voorstel met gelijkblijvende injectie voor niemand het geval is.
 - In schema 36 gaan we nog een stap verder. We nemen voor elke asset de verhouding afname of injectiepiek en passen die toe op elke asset. Dat betekent voor een asset met bijvoorbeeld een $50\text{kW}_{\text{afname jaarpiek}}$ en $150\text{kW}_{\text{injectie jaarpiek}}$ dat de afschrijving van die asset wordt toegevoegd aan afname voor $50/200^{\text{ste}}$ en voor injectie voor $150/200^{\text{ste}}$. Volgens deze logica gaan de afnametarieven met 19% naar beneden, maar dat compenseert niet de stijging van injectie bij prosumenten op hun totale factuur. De totale factuur met keuze ToU bij leveranciers van prosumenten stijgt met 11% ofwel 70 euro op jaarbasis.
 - *Stakeholders geven aan dat het contra-intuïtief is dat schema 36 hogere kosten toewijst aan injectie dan 35, omdat in 36 slechts een verhouding wordt toegepast en in schema 35 de volledige kost van de asset. Het verschil zit hem in het feit dat in schema 36 **alle assets** aan injectie bijdragen, daar waar in 35 enkel de assets met jaarpiek injectie dat doen.*

We concluderen dat het toewijzen van kosten aan injectie op basis van de werkelijke injectiepiek, sterke tariefschokken introduceert. Het net is echter historisch aangelegd voor afname, waardoor deze hoge toewijzing aan injectie enkel reflecteert hoe het net vandaag gebruikt wordt, niet hoe het is aangelegd.

- Schema's 39, 41 en 42 volgen een benadering, waarbij enkel de meerkost door injectie verrekend wordt en dat ook enkel op assets met jaarpiek injectie. De kostenpot van injectie zou dan $(150 - 50)/150^{\text{ste}}$ (formule te lezen als: er is 100 kW van de 150kW te wijten aan injectie) toegewezen krijgen voor assets met een jaarpiek injectie. In dit voorstel zou met de kosten van 2024 afname met 2% zakken en de injectiekost enigszins aanvaardbaar zijn. Prosumenten zagen in het ToU-voorstel zonder aanpassing aan injectie een gemiddelde stijging van 16 euro op jaarbasis. Die stijging was te wijten aan het goedkopere dal in de middag buiten de winter. Dan niet afnemen dankzij PV van het net is minder waardevol dan met het huidige capaciteitstarief. Met deze bijkomende aanpassing op injectie gaat dat tot 22 euro ofwel 3% van de totale factuur.
 - Scenario 39 blijft incentiveren in euro/kWh.
 - Scenario's 41 en 42 incentiveren met de correcte tariefdrager euro/kW bepaald in 1.3.5.2 (Tariefdrager injectie). In scenario 41 telt elke maand mee, terwijl in scenario 42 enkel de voor het net relevante maanden meetellen in de elektrische zomer.

We concluderen dat stakeholders het, ook met de marginale bijdrage aan de kosten, moeilijk vinden om prosumenten te laten bijdragen voor injectie.

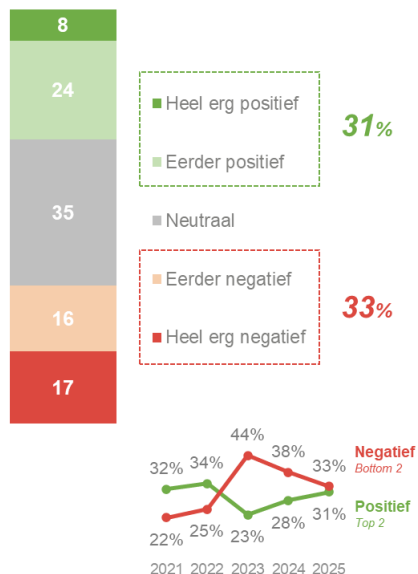
- In schema's 43 en 44 werd voor de volledigheid nog de tariefdrager $\text{kW}_{\text{elke maand}}$ en $\text{kW}_{\text{maand elektrische zomer}}$ berekend zonder aan de kostenverdeling te raken van afname en injectie. Eenzelfde conclusie geldt als bij scenario 40. De kosten voor injectie zijn vandaag zo laag dat de tariefdrager geen invloed heeft op de factuur.

2.3 Klantenbevraging

In september 2023 werden, naar aanleiding van een klantenbevraging over het capaciteitstarief, ook enkele eerste ideeën afgetoetst over een mogelijke evolutie naar een tijdsafhankelijk tarief. Dat gebeurde via diepte-interviews en focusgroepen. Voor de resultaten van deze bevraging verwijzen we naar hoofdstuk 5.1 van de ‘Studie Time-of-Use en injectie 2023’³⁹.

Al enkele jaren organiseert Fluvius een jaarlijks marktonderzoek, om enerzijds de kennis en attitude van Vlamingen ten opzichte van de energietransitie op te volgen, en anderzijds ook de kennis en adoptie van initiatieven en tools in die energietransitie (zoals de digitale meter en het capaciteitstarief) af te toetsen. In **juni 2025** vond de vijfde jaarlijkse meting plaats, en werd een online enquête afgenomen bij duizend Vlamingen. Enkele specifieke vragen rond het capaciteitstarief, injectietarieven voor prosumenten en ook een mogelijk toekomstig tijdsafhankelijk tarief kwamen aan bod.

“Hoe sta jij ten opzichte van het capaciteitstarief op dit moment?”



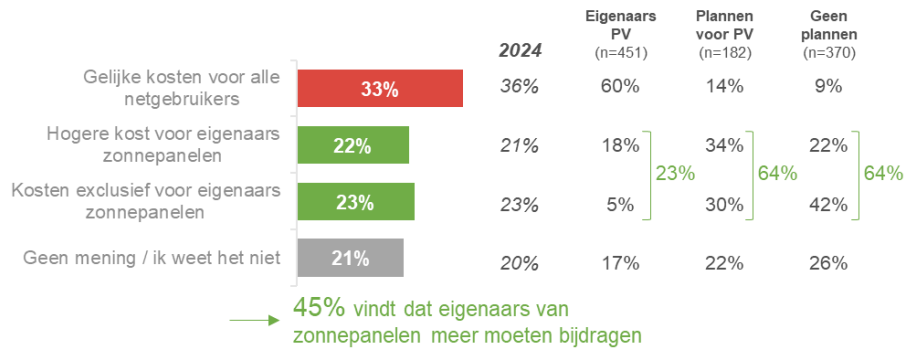
De negativiteit rond het **capaciteitstarief** neemt verder af en we tellen in 2025 evenveel positieven als negatieven. Positieven gaan dankzij het capaciteitstarief meer nadenken over hun energieverbruik en hun gewoontes aanpassen. Negatieven vinden het tarief vooral discriminerend voor werkende mensen en de lagere inkomens die zich geen apparaten met een timerfunctie kunnen veroorloven. Bijna de helft geeft aan zijn verbruik te hebben aangepast, hoofdzakelijk door minder elektrische toestellen tegelijkertijd te gebruiken. Dankzij de stijging van het aantal gezinnen met digitale meter wordt ook het piekverbruik beter opgevolgd.

7 op 10 eigenaars van zonnepanelen gaan naar aanleiding van het capaciteitstarief efficiënter om met de geproduceerde energie en 2 op 3 eigenaars van een elektrische wagen laden hun wagen slim op.

Wanneer we specifiek polsen naar de bijkomende kosten door zonnepanelen (**prosumenten**), dan is het duidelijk dat bijkomende kosten niet op enthousiasme worden onthaald, vooral door zij die erdoor getroffen worden. Slechts 45% vindt dat eigenaars van zonnepanelen meer zouden moeten betalen (waarbij 45% van de ondervraagden al zonnepanelen heeft, en 18% plannen heeft voor zonnepanelen).

³⁹ [Studie ToU & injectie 2023](#)

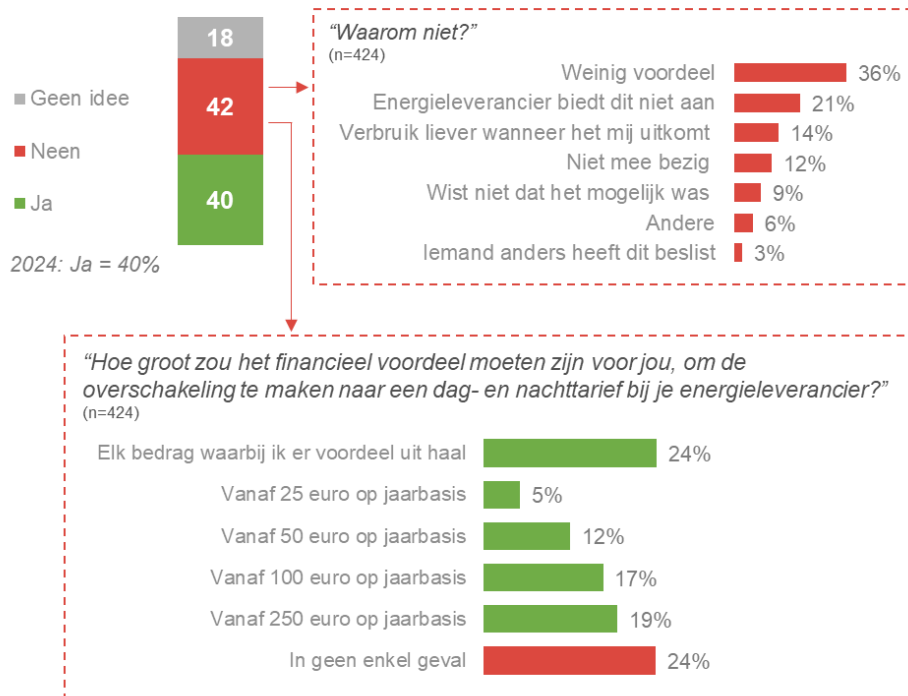
“Doordat er steeds meer zonnepanelen geplaatst worden, wordt het elektriciteitsnet ook meer belast. In welke mate vind je dat eigenaars van zonnepanelen meer moeten betalen aan distributiekosten om de versterking van het net waar te maken?”



In een bijkomende vraag polsen we naar een mogelijke introductie van een **injectietarief** voor prosumenten. Hierbij vindt slechts 33% het logisch dat prosumenten die overtollige elektriciteit op het net injecteren, hiervoor distributiekosten zouden moeten betalen op hun energiefactuur.

Ook wat betreft **tijdsafhankelijke tarieven** levert onze bevraging enkele interessante inzichten op. Slechts 40% van de ondervraagden heeft vandaag een dag-/nachttarief via het contract met zijn energieleverancier. Zij die geen dag-/nachttarief hebben, geven als reden aan dat ze daar weinig voordeel in zien.

“Betaal jij vandaag een dag-/nachttarief via het contract met je energieleverancier?”



Basis: Totale steekproef (n=1003)

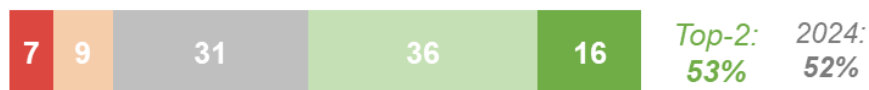
53% staat positief tegenover een tarief waarbij de klant goedkoper energie verbruikt op momenten waarop het elektriciteitsnet minder wordt belast. 8 op de 10 zou overschakelen naar een dergelijk tarief als hierdoor kosten bespaard kunnen worden, al moet voor een derde de vermindering minstens 100 euro bedragen. Opvallend is ook dat voor 31% de overschakeling altijd relevant zou zijn, zelfs al is er slechts een klein voordeel.

In de toekomst zullen energieleveranciers en netbeheerders wellicht een nieuw soort tarief introduceren, gelijkaardig aan het dag- en nachttarief. Echter zal dit tarief gebaseerd zijn op tijdzones waarin het elektriciteitsnet meer of minder belast wordt. Zo zullen de prijzen er mogelijk zo uitzien:

- **Lagere prijzen in dalperiodes:** wanneer er weinig energie verbruikt wordt (vb. tijdens de werkdag tussen 14u en 17u of 's nachts tussen 00u en 8u)
- **Hogere prijzen in piekperiodes:** wanneer er veel energie verbruikt wordt (vb. 's avonds na de werkdag tussen 17u en 20u of 's morgens tussen 8u en 12u).

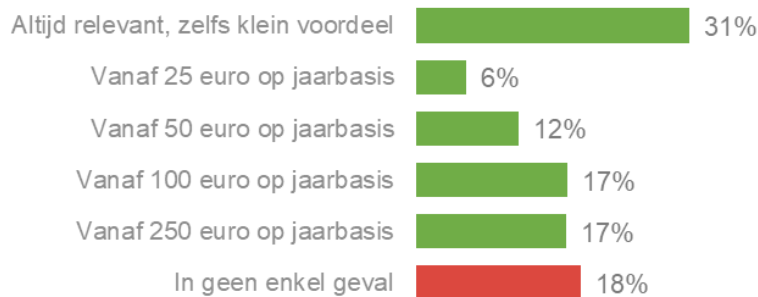
Je kan bij zo'n tarief dus goedkoper energie verbruiken als je dit op momenten doet waarop het elektriciteitsnet minder belast wordt.

“Hoe sta jij tegenover een tarief waarbij je goedkoper energie verbruikt op momenten dat het elektriciteitsnet minder belast wordt?”



■ Heel erg negatief ■ Eerder negatief ■ Neutraal ■ Eerder positief ■ Heel erg positief

“Vanaf welke vermindering op jaarbasis is het voor jou de moeite waard om naar een dergelijk tarief over te schakelen?”



3 Implementatieplan

3.1 Assumpties betreffende de toekomstige situatie

3.1.1 Referentiescenario potentiële introductie van een tijdsafhankelijk distributienettarief

Dit document gaat uit van de introductie van tijdsafhankelijke distributienettarieven in Vlaanderen met de volgende assumpties:

- Tijdsafhankelijke tarieven voor zowel het energieverbruik (in kWh) als het piekverbruik (in kW):
 - **Energie (kWh)**
 - Fluvius berekent ten minste per tariefniveau geaggregeerde verbruiksvolumes (informatieve maandvolumes, facturatievolumes) die aan relevante marktpartijen bezorgd worden via het CMS. Alternatief (te bespreken met de stakeholders) berekent Fluvius deze geaggregeerde volumes per 'tijdsblok'⁴⁰ (zie infra).
 - **Piekverbruik (kW):**
 - Er worden geen tijdsafhankelijke tarieven ingevoerd. Het eenvoudige, niet-tijdsafhankelijke tarief (in euro/kW) blijft in voege.
 - Toch wordt een tijdsprikkel toegevoegd door middel van piekreductie. Dat betekent dat het werkelijke piekverbruik (gebaseerd op het gemeten kwartierverbruik) tijdens bepaalde perioden kunstmatig wordt gereduceerd door vermenigvuldiging met vooraf bepaalde en aan de netgebruiker meegedeelde reductiefactoren. Bijvoorbeeld, piekverbruik dat plaatsvindt op zomerdagen tussen de ochtend- en avondpiek kan gereduceerd worden met een nader te bepalen parametrizeerbaar percentage.
- Per kalendermaand bepaalt Fluvius vervolgens een eenvoudige maandpiek (in kW) als het maximum van de met reductiefactoren gecorrigeerde verbruikspieken berekend voor de betreffende maand. Wij gaan ervan uit dat het concept 'maandpiek' zal blijven bestaan, zodat de netgebruiker bij de start van elke kalendermaand minstens opnieuw de kans krijgt om piekverbruik te verlagen. Een individueel kwartier kan hierdoor nog steeds maximaal 1/12 van het jaarlijkse capaciteitstarief beïnvloeden.
 - Facturatiepieken worden ten slotte rechtstreeks berekend als het dag-gewogen gemiddelde van de (gereduceerde) maandpieken.
 - We gaan ervan uit dat we in plaats van een rollend gemiddelde maandpiek ook kunnen evolueren naar een maandpiek, zodat we de klant een stuk eenvoudiger kunnen informeren.
- De tijdsafhankelijke energietarieven en reductiefactoren voor het piekverbruik zullen minstens afhankelijk moeten kunnen zijn van het **tijdstip van de dag**, de **dag van de week of het type dag** (werkdagen, weekend, ...) en de **maand of het seizoen van het jaar**.

⁴⁰ Tijdsblok/timeframe. We rekenen met drie verschillende prijzen (in de winter), onderliggend zijn er evenwel vijf timeframes. Dat is ook zo in de Waalse kalender.

- De tijdsafhankelijke energietarieven en reductiefactoren dienen, met andere woorden, te worden gekoppeld aan een kalender bestaande uit statische ‘tijdsblokken’ die samen een volledig kalenderjaar afdekken.
- Tijdsblokken zijn groeperingen van aansluitende elementaire perioden (kwartieren) waarvoor een tijdsafhankelijk tarief of correctiefactor moet (kunnen) gelden. Bijvoorbeeld:
 - Alle kwartieren vanaf 00.00 uur tot 06.00 uur, voor elke weekday van het jaar 2029,
 - Of alle kwartieren vanaf 16.00 uur tot 19.00 uur, voor elke dag van de maanden december, januari en februari van het jaar 2029.
- Wij gaan hierbij uit van vijf verschillende tijdsblokken, die zowel voor energie- als piekverbruik zullen worden toegepast. We veronderstellen dat de tijdsblokken parametrizeerbaar zijn, maar inherent dezelfde voor energie- en piekverbruik.
- Verder stakeholderoverleg is noodzakelijk om te bepalen of Fluvius de marktpartijen geaggregeerde verbruiken dient te bezorgen per tariefniveau of per ‘tijdsblok’ en, in het laatste geval, hoe deze blokken dan gedefinieerd moeten worden.
- In andere regio’s zien wij een evolutie van aggregaties per tarief naar het aggregeren per tijdsblok.
- Dit laat leveranciers toe om voor SMR1-kanten desgewenst combinaties van tijdsblokken te maken en zodoende contracten aan te bieden met een ToU die afwijkt van de bestaande HI/LO. Alternatief zou de leverancier op deze wijze HI/LO kunnen reconstrueren (afhankelijk van de wijze waarop de tijdsblokken zullen worden gedefinieerd). Het aantal tijdsblokken zou evenwel beperkt moeten worden gehouden. De keuze van regio-overschrijdende tijdsblokken (los van de ToU-tariefzones) zou kunnen bijdragen tot een bepaalde mate van harmonisatie over de regio’s heen.
- De vrijwillige keuze tussen de leverancier en de klant om SMR3 te activeren en zodoende eender welke ToU-combinatie voor de commodity aan te rekenen, blijft daarnaast bestaan.
- FEBEG gaf tijdens eerder stakeholdersoverleg aan voorstander te zijn van maximaal drie tarieven (omwille van eenvoud), een kalender die maximaal overeenstemt met de tijdstippen gekozen in het Waals gewest, piekhalvering toe te passen op momenten van hoog aanbod (zomer), en seizoensdifferentiatie te introduceren. Deze mogelijkheden voorzien we in de implementatie.
 - **Toepassingsgebied:** alle netgebruikers met een **communicerende digitale meter** op het LS-net. Dus niet van toepassing op netgebruikers met:
 - klassieke (analoge) meters
 - niet-communicerende digitale meters
 - AMR-meters aangesloten op het middenspanningsnet (Trans-LS en hoger)
 - AMR-meters op het laagspanningsnet⁴¹
- Ingangsdatum **1 januari 2029** (tariefmethodologie 2029-2032). Deze ingangsdatum is gebaseerd op de doorlooptijd van een potentiële implementatie, maar evenzeer op de marktbevraging waarbij de leveranciers aangeven drie jaar op voorhand een beslissing tot invoering van tijdsafhankelijke tarieven nodig te hebben en twee jaar op voorhand de specifieke ToU-kalender.
 - Wij maken de assumptie dat gelijktijdig met de introductie van nieuwe tijdsafhankelijke tarieven, de bestaande verbruiksaggregaties **‘dag’ en ‘nacht’** (hierna: ‘HI/LO’) zullen verdwijnen. Fluvius zal die vanaf dat ogenblik dus niet langer aan marktpartijen bezorgen.⁴² Marktpartijen die HI/LO wensen te

⁴¹ Indien er geen aangepaste (kWh-)kalender voor middenspanning (AMR) moet worden ingevoerd, zouden we bij voorkeur ervan uitgaan dat we de nieuwe kalender enkel op de digitaaltemeterklanten toepassen. De AMR-klanten op het niet-MS-segment kunnen een digitale meter aanvragen of omgebouwd worden (nog te analyseren). Dat zou een implementatie op de legacysystemen uitsparen voor een zeer beperkt aantal klanten.

⁴² In de huidige situatie gaat de ‘nacht’-tijdzone (LO) in om 22.00 uur of 21.00 uur (afhankelijk van de regio) en eindigt deze respectievelijk om 06.00 uur en 07.00 uur. Ook tijdens het weekend en op wettelijke feestdagen zijn de LO-meetregisters actief. Alle andere periodes vallen onder de ‘dag’-tijdzone. Ook andere tijdzones dan HI/LO bestaan of hebben bestaan, maar zijn uitzonderingen op de regel.

reconstrueren, zullen dat moeten doen op basis van de nieuwe geaggregeerde verbruiksvolumes of op basis van kwartier volumes. De Hi/Lo-registers op de 'hoofd'-display van de meter (automatisch venster) verdwijnen dan ook beter.

- Voorts gaan wij ervan uit dat de **'Rollend Gemiddelde Maandpiek'** als tussenliggend niveau gelijktijdig zou kunnen verdwijnen. Maandpieken die zich situeren in voorgaande facturatieperiodes, zullen dan niet langer een invloed hebben op een lopende facturatieperiode⁴³.
- Ten slotte gaan wij ervan uit dat bovenstaande behoeften **doorheen de tijd bijgestuurd** moeten kunnen worden. Het moet bijvoorbeeld mogelijk zijn om zonder grote bijkomende ontwikkelingen de tarieven, correctiefactoren of tijdsafhankelijke kalenders te activeren, te wijzigen of te beëindigen. Dat impliceert dat de technische oplossing op een generieke en flexibele wijze dient te worden geïmplementeerd.

3.1.2 Overige assumpties

Een belangrijke aanname waarop dit plan gestoeld is, is dat tijdsafhankelijke nettarieven **niet geïmplementeerd zullen worden door toevoeging van nieuwe tijdsafhankelijke verbruiksregisters op (het display van) de digitale meter**. In plaats daarvan nemen we aan dat het juridisch kader Fluvius zal toestaan om tijdsafhankelijk verbruik en gecorrigeerd piekverbruik te berekenen in de achterliggende IT-systemen, gebaseerd op **gemeten (of in voorkomend geval, geschat) kwartierverbruik**.

De implementatie van nieuwe ToU-registers op de fysieke digitale meter is niet aangewezen, onder meer door de kostprijs, het gebrek aan flexibiliteit wanneer wijzigingen zich voordoen, de impact op andere regio's, het gebrek aan gebruiksvriendelijkheid en technische beperkingen (bijvoorbeeld beschikbaar geheugen) van de meters.

Het gevolg hiervan is dat het tijdsafhankelijk verbruik niet zichtbaar zal zijn op de meter zelf (noch via het display, noch via de P1-poort) en geen nieuwe tijdsafhankelijke meterstanden (indexen) gecreëerd zullen worden. Fluvius meent – en gaat er in deze tekst van uit – dat **de nodige transparantie voor de netgebruiker gecreëerd kan worden via het online klantenportaal Mijn Fluvius**, dat dienstdoet als het verlengde van de digitale meter. In combinatie met indexen die wel al aanwezig zijn op de digitale meter, in het bijzonder de **totale-uren-(TH)-index**, zou de netgebruiker over voldoende middelen moeten beschikken om bijvoorbeeld de energiefactuur te kunnen controleren. Idealiter verdwijnen de HI/LO-registers op termijn ook van het (display van) de digitale meter en wordt het TH-register standaard getoond.

Meer algemeen veronderstellen we dat het wettelijke kader Fluvius zal toelaten om **TH-kwartierverbruik zoveel mogelijk als basis te gebruiken voor de berekening van alle verbruiksgegevens (informatieve maandvolumes, facturatievolumes, facturatiepieken, ...)**. Andere uitgelezen meetwaarden, zoals HI/LO-indexen en de gemeten maandpieken, kunnen nog steeds worden aangewend voor validatie- en schattingsdoeleinden, maar zouden niet langer als primaire gegevensbron worden gebruikt. Dat is in lijn met de visie van Fluvius dat uitlezing en gebruik van kwartierwaarden 'het nieuwe normaal' wordt, en gaat hand in hand met een **meer eenduidige 'ketting' van opeenvolgende aggregaties van meetwaarden: van kwartier naar dag, van dag naar maand, van maand naar BRV**. Deze visie staat in contrast met de huidige werkwijze, waarbij facturatievolumes gebaseerd zijn op een verschil van twee HI/LO-indexen, IMV's op een som van onderliggende dagvolumes (afgeleid uit de HI/LO-middernachtindexen), en facturatiepieken op gemeten maandpieken en – enkel in specifieke gevallen – kwartierindexen. Door maximaal in te zetten op kwartierwaarden als basis voor verschillende processen in de energiemarkt, wordt het **eenvoudiger om aan nieuwe behoeften tegemoet te komen** en wordt **complexiteit – en de daarmee gepaard gaande werklust – vermeden**, die ontstaat bij het gebruik van diverse bronwaarden voor verschillende doeleinden.

⁴³ Dit betreft een extra implementatie en een kantelmoment, maar heeft een voordeel naar uitlegbaarheid en visualisatie, zeker in relatie tot reductiepieken.

Tot slot gaat dit plan ervan uit dat tijdsafhankelijke distributienettarieven en -verbruiken van bij het begin **volledig geïntegreerd zullen worden in de marktprocessen en -systemen** voor ‘metering’ en ‘gridfee’-facturatie (zowel van toepassing voor IMV als BRV, ...). Wat de ‘settlement’-processen betreft, wordt het gebruik van reële geaggregeerde kwartierwaarden gezien als een mijlpaal die het best wordt gerealiseerd vóór het eventuele gebruik van ToU-verbruiksgegevens. De evolutie naar het gebruik van reële, geaggregeerde kwartierwaarden is hier al ingezet.

3.2 Huidige situatie

In dit onderdeel lichten we enkele al lopende initiatieven toe die relevant zijn voor de implementatie van tijdsafhankelijke nettarieven (en tijdsafhankelijke tarieven – ToU-leveranciers).

3.2.1 Opschaling digitale meterketting en activatie van de uitlezing van kwartierwaarden

Conform het wettelijk kader⁴⁴ activeert Fluvius momenteel de **uitlezing van kwartierwaarden van alle digitale meters**. Voor zogenaamde ‘actieve klanten’ worden de kwartierwaarden standaard uitgelezen vanaf 1 januari 2025. Voor de overige klanten zal dat ten laatste gebeuren vanaf 1 januari 2026. Belangrijk is dat deze uitlezing zal plaatsvinden **zonder voorafgaandelijke goedkeuring door de netgebruiker**.

Om de verwerking mogelijk te maken van het datavolume dat resulteert uit bovenstaande werkzaamheden, werkt Fluvius al geruime tijd aan het **opschalen van de onderliggende DaaS-systemen**. Bovenstaande activiteiten maken deel uit van het project ‘Victoria’.

In het kader hiervan heeft Fluvius ook een **Data Privacy Impact Assessment (DPIA)** uitgevoerd en de privacyverklaring geactualiseerd. Het ‘privacy by design’-principe wordt toegepast op alle lopende en toekomstige ontwikkelingen, waarbij granulaire kwartiergegevens worden aangewend.

Fluvius beschouwt de standaarduitlezing van kwartierwaarden als een **noodzakelijke voorwaarde** voor succesvolle implementatie van tijdsafhankelijke distributienettarieven. Ervan uitgaande dat ToU niet op de digitale meter zelf wordt geïmplementeerd door middel van nieuwe fysieke registers (zie sectie 3.1.2), zijn kwartierwaarden essentieel voor de berekening van ToU-verbruik.

3.2.2 Nieuw fundament voor digitale meters

Middels het FunDi-project werkt Fluvius momenteel aan een gefaseerde omschakeling van het legacy-marktcommunicatie- en orkestratiesysteem (IMDMS) naar een **nieuw cloudgebaseerd fundament voor digitale meters (MarMot)**.

Indien ToU een onderdeel zou worden van de tariefmethodologie 2029-2032, dan wenst Fluvius MarMot ook aan te wenden als ‘berekeningsmotor’ voor ToU-verbruik van digitale meters. In elk geval wil Fluvius verdere ontwikkeling van operaties op kwartierwaarden van digitale meters niet meer op de legacy-systemen uitbouwen.

Het gevolg van deze keuze is dat de succesvolle (en dus ook tijdige) introductie van dit nieuwe fundament ook een **logische voorwaarde** vormt voor de implementatie van tijdsafhankelijke distributienettarieven bij digitale meters.

⁴⁴ Artikel 3.1.57 Energiebesluit Besluit van de Vlaamse Regering houdende algemene bepalingen over het energiebeleid [citeeropschrift "het Energiebesluit van 19 november 2010"].

Wat **AMR-meters** betreft, gaven we in het implementatieplan van 2023 aan om eventuele ontwikkelingen nog uit te voeren op legacy-systeem IMDMS. Indien er voor AMR geen aanpassing aan de kWh-kalender nodig is, dan is deze implementatie mogelijk te vermijden als we er ook van uit kunnen gaan dat de laagspannings-AMR-klanten een digitale meter (kunnen) krijgen om op die manier te genieten van aangepaste ToU (markt of net). Waar er om een bepaalde reden toch (nog) geen digitale meter geplaatst is maar enkel een AMR-meter, zou in voorkomend geval kunnen/moeten worden teruggevallen op de regeling voor een niet-communicerende digitale meter.

3.2.3 Intelligent beheer van kwartierwaarden

Verder onderzoekt Fluvius stappen om de **validatie- en schattingsprocessen rond kwartierwaarden te verbeteren**. Dit is een evolutief traject dat startte met het project 'Intelligent Beheer' en dat op dit ogenblik wordt verdergezet als onderdeel van het project 'Implementatie Tariefstructuur'.

Concreet werden de volgende verbeteringen al doorgevoerd:

- Het uitstellen van de periodieke schattingen (met name de extrapolaties), zodat meer tijd wordt voorzien voor reële meetwaarden om binnen te stromen en het aantal rechtzettingen wordt gereduceerd.
- Bijkomende validatieregels, zodat foutieve en/of onrealistische (bijvoorbeeld te hoge) waarden en het ontvangen van de meteroperatoren, automatisch worden tegengehouden en ingeschat.

Wat ToU betreft, ziet Fluvius de verdere controle, verbetering en nadien ook de monitoring van de kwaliteit van de kwartierwaarden als een **noodzakelijke voorwaarde** voor succesvolle implementatie. Hierrond worden in 2027 op het fundament MarMot verdere stappen gezet.

Het zijn deze operaties op de kwartierwaarden die noodzakelijk zijn om de kalender in te voeren. Zij vormen ook de basis voor visualisatie naar de klant. Dit zijn voorwaarden **voor zowel de invoering van tijdsafhankelijke energietarieven (kWh) als voor tijdsafhankelijke piekreductie (kW)**.

3.3 Implementatietraject

Op basis van de huidige situatie en beschikbare informatie, en de assumpties toegelicht onder punt 3.1, stelt Fluvius minstens drie fasen voor ter realisatie van tijdsafhankelijke distributienettarieven.

3.3.1 Fase 1: Parallele opstelling fundament kwartierwaarden

In een eerste fase worden de **voorbereidingen** getroffen om over te schakelen op kwartierwaarden als primaire berekeningsbasis.

Dit houdt in dat de nodige IT-ontwikkelingen worden doorgevoerd om **HI/LO-dagvolumes⁴⁵ (momenteel nog berekend op basis van dagindexen) te berekenen, gebaseerd op een som van onderliggende intervalwaarden voor elk digitaal gemeten markttoegangspunt waarvoor kwartierwaarden beschikbaar zijn** (op dit ogenblik nog niet voor alle digitale meters het geval). Deze berekeningen dienen te worden uitgevoerd telkens wanneer en zodra alle verwachte onderliggende kwartierwaarden beschikbaar zijn. Ook herberekeningen moeten worden ondersteund, zodat een eventuele update van een meetwaarde vanwege de meteroperator ook aanleiding geeft tot een update van het berekende dagvolume.

In deze fase wordt ook de ontwikkeling opgestart van een flexibele **kalenderbeheersoplossing**, die moet toelaten om tijdsblokken te definiëren (in functie van het tijdstip van de dag, seizoen, ...) waar

⁴⁵ We veronderstellen dat de dagvolumes berekend in fase 1 en 2 nog steeds de bestaande HI/LO-opdeling zullen volgen. De nieuwe berekeningsoplossing dient dus rekening te houden met het schakelmoment (22.00 uur/06.00 uur of 21.00 uur/07.00 uur) van elk individueel toegangspunt, om zo de juiste kwartiervolumes te aggregeren.

tijdsafhankelijke tarieven of piekreductiefactoren aan kunnen worden gelinkt. In deze fase worden enkel voor de bestaande tijdindelingen (HI/LO met schakelmoment om 06.00 uur/22.00 uur of 07.00 uur/21.00 uur) kalenders ingevoerd, zodat dagvolumes voor zowel de HI- als LO-periode kunnen worden berekend, gebaseerd op kwartierwaarden.

Merk op dat deze berekeningen volledig **parallel** zouden verlopen aan de al bestaande berekeningen gebaseerd op dagindexen die in het kader van marktprocessen gebruikt worden. Die laatste blijven in fase 1 ongewijzigd, wat wil zeggen dat ze gebaseerd blijven op uitgelezen dagindexen en maandpieken.

In deze fase worden daarnaast **kwaliteits- en kwantiteitscontroles** opgezet, door middel van een rapporteringsoplossing, om vergelijkingen te kunnen maken tussen de parallel berekende dagwaarden uit intervalwaarden enerzijds en de bestaande dagwaarden anderzijds. Die controles moeten toelaten om inzicht te krijgen in eventuele waardeverschillen – waar de onderliggende oorzaak van moet worden opgespoord – alsook in eventuele verschillen inzake de volledigheid en doorstroomsnelheid van de gegevens. Pas zodra de kwartiergebaseerde dagwaarden voldoende kwalitatief zijn, gebaseerd op objectieve, vooraf bepaalde criteria, kan worden overgeschakeld naar een volgende fase.

Verder voorziet Fluvius in deze fase een **procesanalyse** om de impact van het gebruik van kwartierwaarden als berekeningsbasis alsook de eventuele behoefte aan procesaanpassingen in kaart te brengen. Onder meer de volgende topics moeten hierin aan bod te komen:

- Manuele captatie van meterstanden (bijvoorbeeld bij meterplaatsing, -verwijdering en buitendienststelling, verhuis, ...): in welke mate blijven manueel opgenomen indexen gehanteerd in processen? Dienen andere registers (bijvoorbeeld TH in plaats van HI/LO) manueel opgenomen te worden? Welke meterstanden krijgen voorrang in welke situaties?
- Proces en criteria voor aanduiding van niet-communicerende digitale meters: moeten bestaande criteria bijgestuurd worden (bijvoorbeeld termijnen, welke registers in beschouwing, ...)?

Gedurende fase 1 zal Fluvius, ter voorbereiding van fase 2 en 3, het **al lopende overleg met de FOD Economie (sedert januari 2024) verderzetten om tot een eensgezinde interpretatie te komen van de MID-richtlijn⁴⁶ en WELMEC-regels met betrekking tot visualisatie van gefactureerde verbruiksvolumes op de fysieke digitale meter**. Fluvius hoopt dat er een meer pragmatische invulling komt in de toekomstige wetgeving of de interpretatie ervan. Dat is noodzakelijk om facturatiegegevens te mogen baseren op onderliggende intervalwaarden die op een niet-geaggregeerde manier in een oplopend register worden weergegeven op het display van de meter. Enkel via het web-portaal in het verlengde van de meetinrichting worden de op het display gevisualiseerde waarden geaggregeerd tot het facturatievolume, zonder indexen per statische ToU-periode. Ook vraagt Fluvius om bij introductie van nieuwe tijdsafhankelijke distributienettarieven (of standaard commodity-blokken gebaseerd op timeframes) de noodzakelijke **visualisatie van eind- en startindex op de factuur** (per ToU-verbruik) niet langer als een voorwaarde op te nemen in het consumentenakkoord of andere bepalingen die gaan over facturatie richting de klant. Verwijzingen naar de huidige ToU (HI/LO) moeten uit de diverse wetgevingen worden geschrapt.

3.3.2 Fase 2: Omschakeling naar fundament kwartierwaarden

Deze fase heeft primair tot doel om, voor meetgegevens die onder meer in het kader van facturatie met de energiemarkt worden gedeeld (met name de **facturatievolumes en informatieve maandvolumes**) en die op indexen gebaseerd zijn, **daadwerkelijk over te schakelen naar het gebruik van kwartierwaarden**. De basis daarvoor werd al gelegd in fase 1. Deze berekening moet op een tijdsafhankelijke wijze geïmplementeerd worden, zodat eventuele rechtzettingen (rectificaties) die plaatsvinden vóór een bepaalde 'cut-off'-datum,

⁴⁶ Richtlijn 2014/32/EU van het Europees Parlement en de Raad van 26 februari 2014 betreffende de harmonisatie van de wetgevingen van de lidstaten inzake het op de markt aanbieden van meetinstrumenten (herschikking).

de oude berekeningswijze blijven volgen, terwijl berekeningen na deze datum gebaseerd zijn op de nieuwe methode.

Dit noodzaakt een controle van alle processen die vandaag index-gebaseerd zijn. De doorvoering ervan moet worden voorafgegaan door een **uitgebreide testfase**, waarin alle relevante scenario's worden nagekeken. Complexiteit wordt in de eerste plaats verwacht bij **rectificaties** die betrekking hebben op periodes voorafgaand aan de ingestelde 'cut-off'-datum.

Een belangrijke vraag die zich nog stelt voor deze fase, betreft **het gebruik van indexen in de markt**. Tot nader order vormen, volgens de geldende MIG-6-afspraken, HI/LO-indexen een onderdeel van elk BRV-marktbericht. Wanneer een facturatievolume echter niet langer werkelijk gebaseerd werd op HI/LO-indexen, maar wel op TH-kwartierindexen, rijst de vraag of die eerste nog relevant zullen zijn. In dit plan wordt ervan uitgegaan dat, op het ogenblik van omschakeling naar het fundament kwartierwaarden, de HI/LO-dagindexen nog steeds zullen moeten worden bezorgd. Of dat zo is, zal het voorwerp uitmaken van uitgebreid overleg met de relevante marktpartijen. Het is ook een topic dat in de modernisering van CMS 2.0 (zie databeheersplan) wordt meegenomen. Fluvius is in elk geval, in lijn met de visie op het maximale gebruik van TH-kwartierindexen, voorstander van **afbouw van het gebruik van de HI/LO-dagindexen in de marktwerking**, zowel voor klantsegmenten met digitale meters als niet-communiquerende of analoge (klassieke) meters. Voor zover indexen nog in marktprocessen zullen worden uitgewisseld, wenst Fluvius **over te schakelen naar het gebruik van TH-indexen**.

Ten slotte worden in deze fase de nodige hulpmiddelen voorzien voor operationele medewerkers om inzicht te krijgen in de oorsprong (lees: de onderliggende gegevens) van geaggregeerde verbruikswaarden die met marktpartijen gedeeld worden, in het kader van zowel **proactieve kwaliteitscontrole** als de **behandeling van incidenten**.

Ook in deze fase voorziet Fluvius een **verderzetting van de procesanalyse en eventuele voorbereidende proceswijzigingen**, specifiek gelinkt aan de introductie van tijdsafhankelijke distributienettarieven, waarvan de modaliteiten op dat ogenblik duidelijker zouden moeten zijn. Dit bijvoorbeeld om de impact verder in kaart te brengen wat betreft:

- Prepayment-/budgetmetergerelateerde processen
 - Energiedelen
 - Activiteiten als sociale leverancier/uitzonderingsleverancier
 - Verbruiksberekeningsprocessen voor openbare verlichting (OV)

Bij elke nieuwe plaatsing van een digitale meter wordt standaard de uitlezing van kwartierwaarden geactiveerd. Het is evenwel van belang om in de tariefmethodologie rekening te houden met **niet-communiquerende digitale meters**, waarbij ToU-verbruik niet berekend kan worden en waar moet worden teruggevallen op het TH-register en de daaraan gerelateerde (manueel opgenomen) start- en eindindex.

Fluvius beschikt over een wettelijke basis om kwartierwaarden te verwerken voor netbeheerdoeleinden, waaronder het gebruik in (als de beslissing daartoe wordt genomen) de berekening van tijdsafhankelijke nettarieven, waarbij Fluvius enkel de aggregatie van de kwartier-/intervalwaarden deelt met de marktpartijen. In dat verband zal Fluvius in fase 2 onder meer de **DPIA moeten actualiseren op basis van het gebruiksdoel dat ontstaat naar aanleiding van de beslissing tot introductie van tijdsafhankelijke (net-)tarieven**.

3.3.3 Fase 3: Introductie van ToU in de energiemarkt

De derde fase omvat alle resterende werkzaamheden die noodzakelijk zijn om **ToU (zowel voor energie als piekverbruik) door te voeren in de energiemarkt** (dit wil zeggen: de marktprocessen en gerelateerde

berichtuitwisseling) op 1 januari 2029. Vanzelfsprekend zou deze fase niet alleen voor Fluvius een verandering betekenen, maar ook voor de leveranciers en de beheerder van het centraal marktsysteem (Atrias). In deze tekst wordt uitsluitend ingegaan op de werkzaamheden die nu al voorzien kunnen worden bij Fluvius.

ToU-verbruiksberkening en piekreductie moet worden geïmplementeerd in het backend-systeem (MarMot) dat bij digitale meters instaat voor berekening van verbruik, orkestratie van de marktprocessen en communicatie met de energiemarkt. Voor de toegangspunten met digitale meter is de oplossing al in fase 1 en 2 op een generieke en wendbare manier in te richten, zodat de toevoeging van nieuwe tarieven of ToU-kalenders idealiter door middel van configuratie kan gebeuren.

Per tariefniveau (bijvoorbeeld hoog, normaal, laag) of per ‘tijdsblok’ moeten **nieuwe berekende volumeregisters** worden opgezet, die verbruikswaarden (in kWh) zullen bevatten die gebaseerd zijn op een aggregatie van kwartierwaarden volgens een **ingestelde ToU-kalender**. De nieuwe registers moeten niet alleen op het dagniveau worden opgezet, maar ook op het maand- en BRV-niveau. De respectievelijke berekenings- en marktcommunicatiesystemen voor digitale meters moeten bovendien zodanig gewijzigd worden dat nieuwe ToU-registers ook voor de verwerking van marktsценario’s (leverancierswissels, verhuisprocessen en dergelijke) in rekening worden gebracht.

In deze fase wordt, naast de **ontwikkeling van een berekeningsoplossing voor maandpieken gebaseerd op kwartierwaarden en reductiefactoren**, ook het nodige gedaan om **rollend gemiddelde maandpieken** vanaf een bepaalde datum (bij voorkeur de ingangsdatum van de nieuwe tariefmethodologie) te kunnen schrappen en **facturatiepieken** rechtstreeks te enten op de (voor ToU gecorrigeerde) maandpieken. Aangezien geen nieuwe piekregisters worden geïntroduceerd in de marktberichten, vergt dit onderdeel minder nauwe samenwerking en testen met marktpartijen. Toch is externe impact niet uitgesloten, omdat het schrappen van de rollend gemiddelde maandpiek uit de tariefmethodologie ...

- ... een bulk-afrekening vereist
- ... een impact heeft op de IPP (Informative Peak Power) -interface tussen Fluvius- en Atrias-systemen.

Voor het ‘activeren’ van ToU in de marktprocessen voorziet Fluvius dat een **bulk-update van technische masterdata (TMD)** noodzakelijk zal zijn, zoals ook het geval was bij de introductie van het capaciteitstarief op 1 januari 2023. Daarmee samenhangend zal voor elk geïmpacteerd markttoegangspunt (zowel digitaal gemeten als AMR) **een BRV moeten worden uitgestuurd** om de pre-ToU-periode te kunnen afsluiten in de facturatie.

Om netgebruikers (of door hen aangestelde derden) te informeren, zou Fluvius minimaal voorzien in een **ToU-/timeframegerelateerde uitbreiding van het ‘Mijn Fluvius’-webportaal**. Dankzij deze oplossing zouden gebruikers onder meer makkelijk moeten kunnen begrijpen op welke manier en gebaseerd op welke onderliggende (kwartier)waarden en ToU-kalender Fluvius het historische ToU-verbruik berekent. Tijdsblokken (en kwartieren binnen die tijdsblokken) waarop ook de piek (en reductie) per tijdsblok wordt geënt. Tegelijk moet op een gebruiksvriendelijke manier de **rollend gemiddelde maandpiek** geschrapt worden uit het huidige portaal voor nieuwe verbruikswaarden, maar nog (tijdelijk) toegankelijk blijven voor wat betreft het historische verbruik.

Fluvius is voorstander om de **toevoeging van ToU-informatie op Mijn Fluvius, indien mogelijk, al tot één jaar voorafgaand aan de daadwerkelijke introductie in de energiemarkt (dus ten vroegste vanaf 1 januari 2028)** aan te bieden aan gebruikers, zodat zij al vooraf op de hoogte zijn en zich eventueel kunnen voorbereiden op deze verandering. Dit zou weliswaar vereisen dat de (significante) achterliggende wijzigingen aan de berekeningssystemen (zie hierboven) en mandateringsoplossing al werden doorgevoerd en dat de precieze modaliteiten (waaronder de ToU-kalender) op dat ogenblik werden vastgelegd.

Samenhangend met de toevoeging van ToU aan het ‘Mijn Fluvius’-portaal, voorziet Fluvius ook noodzakelijke **wijzigingen aan de huidige mandateringsoplossing** waarmee netgebruikers de toestemming verlenen voor toegang tot hun verbruiksgegevens. ToU-informatie dient een plaats te krijgen binnen deze oplossing. Op dit ogenblik is Fluvius voorstander van een wijziging die eenvoudig is voor de eindgebruiker. Idealiter wordt ToU op een transparante wijze toegevoegd aan reeds bestaande mandaten, zodat gebruikers die al toegang hebben tot netkosten-informatie (zoals facturatiepieken en toegangsvermogens) niet opnieuw toegang hoeven aan te vragen. Fluvius wil een te grote versnippering van toegangsrechten vermijden en een juiste balans behouden tussen privacy en gebruiksgemak. Indien de finaliteit van de gegevens dezelfde is, is een afzonderlijk mandaat niet aangewezen. Het uitgangspunt blijft weliswaar dat bij elke wijziging aan deze opzet de betrokken net- en portaalgebruikers geïnformeerd zullen worden.

Ook in fase 3 voorziet Fluvius de nood aan **controlesystemen en -processen**, om bijvoorbeeld een kruiselingse vergelijking te maken tussen nieuwe berekende ToU-volumes enerzijds en bestaande TH-volumes anderzijds. De som van ToU-verbruiken over een bepaalde periode moet immers altijd gelijk zijn aan het totale verbruik in de ‘totale uren’ over dezelfde periode. Daarnaast kan bijvoorbeeld een controle worden ingebouwd die signaleert dat een berekende (en voor ToU gecorrigeerde) maandpiek hoger is dan de maandpiek gemeten door de fysieke digitale meter. Dit dient continu gemonitord te worden en eventuele inconsistenties moeten automatisch gesignaleerd en vervolgens nagekeken en rechtgezet worden.

Vanuit de rol van **sociale leverancier** zal Fluvius in deze fase ook bepaalde wijzigingen moeten doorvoeren, bijvoorbeeld in het facturatieproces.

Het **informereren, opleiden en verschaffen van ondersteunende documentatie en tools aan de operationele teams** (waaronder callcentermedewerkers van De Stroomlijn) maakt mee een essentieel onderdeel uit van deze fase.

Hoewel Fluvius momenteel de assumptie maakt dat ToU enkel in de ‘metering’- en ‘gridfee-billing’-marktprocessen zal moeten worden doorgevoerd en bijgevolg niet noodzakelijk in de ‘settlement’-processen, is het aannemelijk dat het nodige overleg hieromtrent met relevante marktpartijen al in fase 1 zal plaatsvinden.

Ten slotte wil Fluvius het debat voeren, op vraag van de marktpartijen, of bij **betwisting over verbruiken (per ToU)** de **leverancier een wettelijke basis kan krijgen om de onderliggende waarden te consulteren**, zodat hij dezelfde informatie kan zien als de klant zelf. Dit is voor de leverancier de enige manier om zijn SPoC-rol naar behoren in te vullen. Fluvius zou daarvoor in een vorm van ‘pull’-systeem kunnen voorzien, waarbij de leverancier voor dit welbepaald wettelijk doel specifieke onderliggende intervalwaarden (voor SMR1-klanten) kan bekomen via Fluvius. Verder pleit Fluvius ervoor om de rectificatieperiode in het geval van digitale meters te herzien en in te korten tegenover de huidige drie jaar (twee periodieke meteropnameperiodes), die nog gestoeld zijn op klassieke meterprocessen.

3.3.4 Budgettering over de fases heen

Voor de budgettering verwijzen we naar het data-investeringsplan met een investering van tussen de 5 en 7 miljoen euro aan de kant van Fluvius (exclusief Fundamentprojecten). Daarbinnen komt nog een verhoging van het voorziene budget voor de combinatie kW-piekreductie (en eventueel maandpiek in plaats van rollend gemiddelde maandpiek) en kWh-ToU. Gecombineerde uitvoering van deze twee, wat de assumptie is, creëert wel voordelen op het vlak van testing. Een aparte introductie gespreid in de tijd doet de kosten toenemen.

Voor de combinatie kW-reductie en kWh-ToU wordt een raming van 20-25% boven op het budget voorzien in het databeheersplan. De potentiële aanpassingen aan de kant van Atrias zijn hierin nog niet specifiek

opgenomen. We ramen die voorlopig op ongeveer 2 miljoen euro, waarbij deze investering grotendeels deel kan uitmaken van het 'CMS 2.0'-project bij Atrias.

Voor de leveranciers wordt, gebaseerd op de ervaring met de invoering van het huidige capaciteitstarief, een kost geraamd van eveneens tussen de 7 en 10 miljoen euro.

De implementatiekost geraamd op basis van de invoering van het huidige capaciteitstarief is volgens sommige leveranciers echter geen goed referentiepunt.

3.4 Communicatieplan

Naast het verder uitwerken van een implementatieplan, zou Fluvius in het kader van de eventuele introductie van ToU ook een bijhorend communicatieplan voorzien. Het is immers de bedoeling om tot een *marktgedragen* implementatieplan te komen, waardoor intensieve communicatie naar, en interactie met, de relevante stakeholders gedurende het hele traject noodzakelijk is.

Ook dit plan is in opmaak. Hieronder worden enkele onderdelen belicht die alvast voorzien werden of zullen worden:

- **Stakeholderoverleg begin 2025**
- **Klantbevraging ToU (medio 2025)**
- Fluvius heeft in het voorjaar van 2025 een klantbevraging uitgevoerd rond energietransitie in aanvulling op het eerder onderzoek rond ToU, om zodoende de feedback van onder meer netgebruikers te capteren en inzicht te krijgen in het draagvlak dat hiervoor al dan niet bestaat. Hierop werd verder ingegaan in hoofdstuk 2.3. Deze klantbevragingen kunnen in de toekomst herhaald en, indien nodig, verder verfijnd worden.
 - **Communicatiecampagne (vanaf zomer 2027)**
 - Fluvius stelt voor om minstens anderhalf jaar voor de introductie van tijdsafhankelijke distributienettarieven, in de veronderstelling dat die zou plaatsvinden op 1 januari 2029, alvast te starten met een bredere communicatiecampagne gericht aan alle relevante stakeholders.
- **ToU-infotool op Mijn Fluvius (januari 2028)**
- Indien haalbaar, is Fluvius voorstander van de idee om berekende ToU-verbruiken naar netgebruikers (en eventuele door hen aangestelde derden) te ontsluiten voorafgaand aan de eigenlijke introductie van ToU, naar analogie met de introductie van het capaciteitstarief.
 - Zo worden gebruikers al vooraf gesensibiliseerd en kunnen ze zich voorbereiden gebaseerd op het werkelijke, historische verbruik.
- Dit ten vroegste vanaf januari 2028, in functie van de haalbaarheid (zie afhankelijkheden onder punt 3.3.3) en ervan uitgaande dat alle relevante ToU-modaliteiten op dat ogenblik gekend zijn.

3.5 Aanbevelingen

In dit onderdeel worden vanuit implementatie-oogpunt enkele aanbevelingen geformuleerd ten aanzien van de Vlaamse Nutsregulator:

- De introductie van ToU-distributienettarieven (en hun relatie met de commodity-ToU in Vlaanderen) betreft een ingrijpende wijziging die niet alleen Fluvius maar ook de overige marktpartijen zal impacteren. Een gefaseerde implementatie in overleg met alle betrokken marktpartijen is aangewezen. Een **tijddige beslissing** hieromtrent is noodzakelijk. Fluvius steunt de vraag van de marktpartijen om **minimaal drie jaar voor de ingangsdatum** in de tariefmethodologie deze beslissing te nemen. De eventuele introductie kan bovendien het best gebeuren op **1 januari**.
 - Fluvius is vragende partij om rond de praktische implementatie in **nauw overleg met de Vlaamse Nutsregulator te blijven gaan gedurende de implementatieperiode**. Tijdens de effectieve implementatie zal op verschillende vlakken nog een kader moeten worden voorzien alsook overleg met alle betrokken actoren.
- De beslissing om ToU al dan niet door te voeren, alsook de gedetailleerde bepalingen, moet gebaseerd zijn op onderzoek (feiten en cijfers). Tegelijk dient rekening gehouden te worden met de begrijpbaarheid van het tariefstelsel en de aanpassingsbereidheid van de netgebruikers. De **eenvoud en praktische uitvoerbaarheid** is belangrijk. Hoewel Fluvius zou trachten om een eventuele ToU-oplossing op een wendbare manier te implementeren, is het toch raadzaam om voldoende **stabiliteit** (bijvoorbeeld meerdere jaren) te laten voor veranderingen om ingeburgerd te raken en zodat we de effecten ervan kunnen bestuderen.
- Leveranciers vragen specifiek om het Vlaams element van seizoenaliteit door te trekken naar de andere regio's in hun volgende tariefaanpassing. In de mate dat er in de Vlaamse kalender (voor ToU net en markt afwijkend van Hi/Lo) timeframes kunnen worden gebruikt die ook te mappen zijn op de toekomstige tijdsblokken van de andere regio's, kan dit zorgen voor een mogelijkheid tot federale harmonisatie.
- Fluvius is voorstander van **afbouw van het gebruik van meterindexen** in de marktwerking. In het bijzonder de **HI/LO-dagindexen** ziet Fluvius liever verdwijnen, idealiter simultaan met de introductie van ToU. Voor zover vanaf dat ogenblik indexen nog deel uitmaken van de marktprocessen, verkiest Fluvius het gebruik van de **TH-(kwartier)indexen**. Deze voorkeur geldt niet alleen voor toegangspunten met communicerende digitale meter, maar ook voor punten met een niet-communicerende digitale meter of analoge (klassieke) meter. Deze verandering zou een wijziging vergen in de tariefmethodologie.
- Wat **niet-communicerende digitale meters en analoge meters** betreft, vraagt Fluvius om geen ToU toe te passen in de tariefmethodologie. Net zoals bij het capaciteitstarief, zien we geen realistische oplossing om dit te implementeren. Een afzonderlijk tarief is aangewezen, eventueel gebaseerd op een forfaitair verbruik naar analogie met het capaciteitstarief. We vragen ook om voor AMR-laagspanningsklanten eerder de stap/keuze te voorzien om over te schakelen op een digitale meter dan de introductie van een kWh-gebaseerde ToU (en kW-reductie) specifiek voor een zeer beperkt aantal laagspanningsklanten op de legacy systemen te voorzien. Zeker vertrekkend vanuit de veronderstelling dat er geen ToU komt voor MS-klanten.

4 Bijlagen

4.1 Bijlage 1: de alternatieve uurschema's

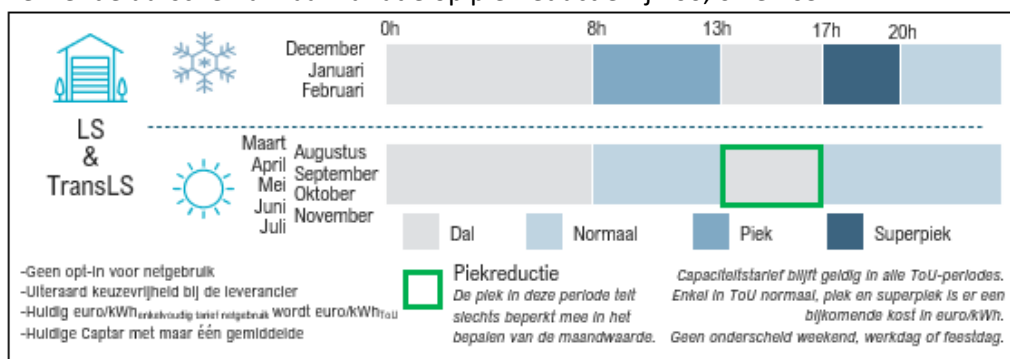
Deze bijlage is een aanvulling op hoofdstuk 2.2, waarbij alternatieve schema's werden onderzocht. In bijlage 2 wordt een tabel voorzien met een samenvatting van de impact op net en klant. Elke lijn in die bijlage heeft een nummer dat verwijst naar een uurschema. We sorteren ze in deze bijlage gelijkaardig aan de sortering in bijlage 2.

Is er geen uurschema vermeld, dan is het schema van de studie het gekozen scenario.

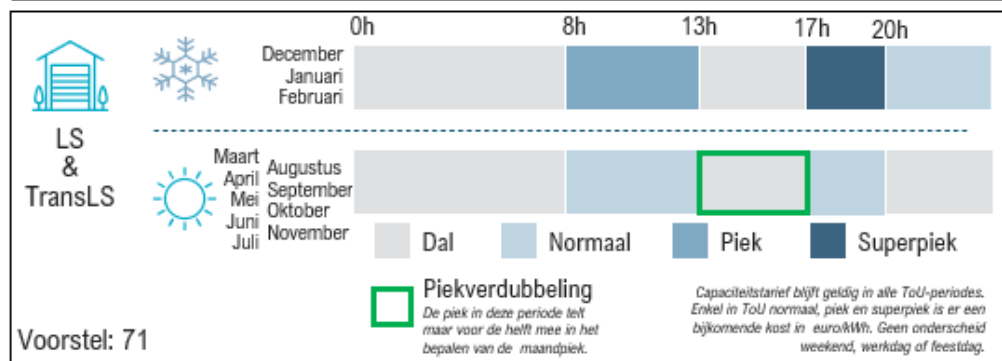
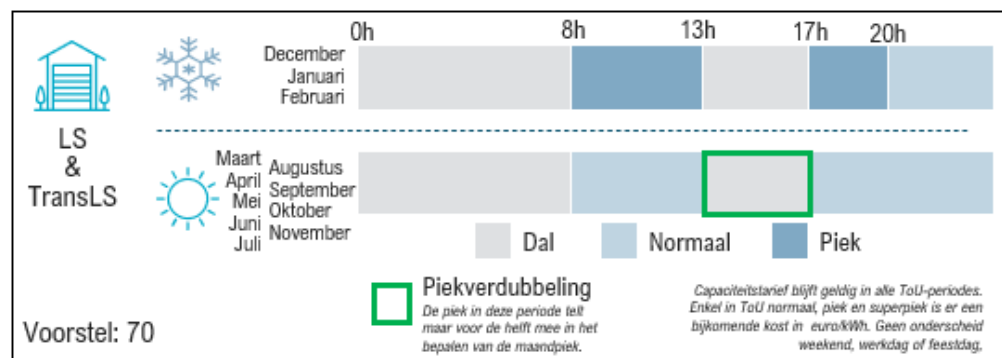
Geldig voor voorstellen 1, 5, 6, 7, 8, 14, 15, 16, 17 en 31.

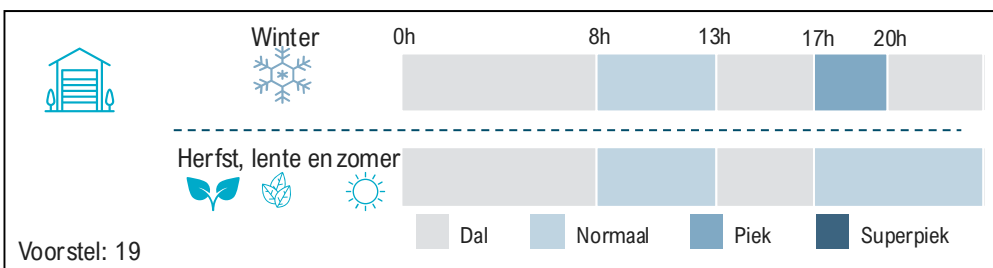
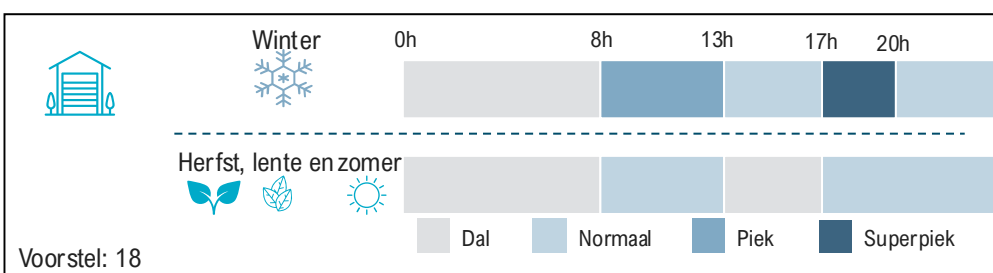
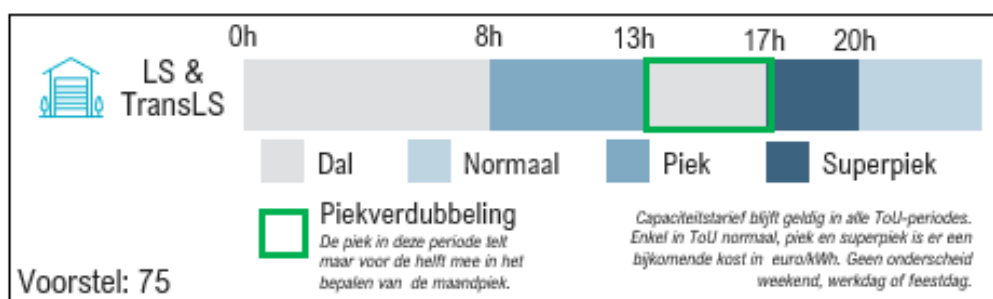
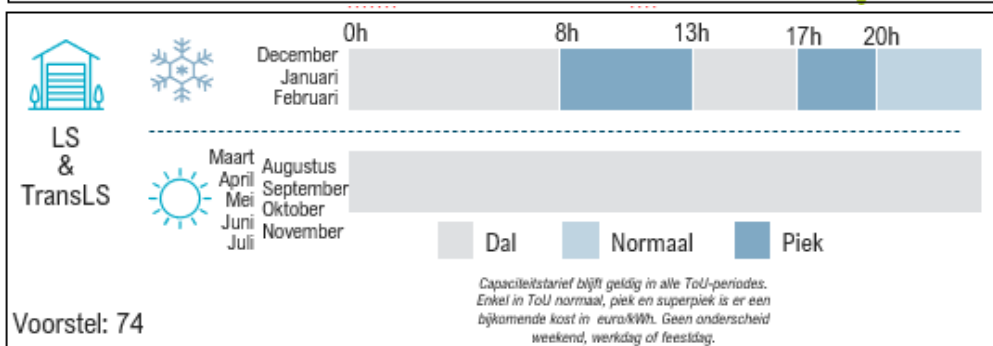
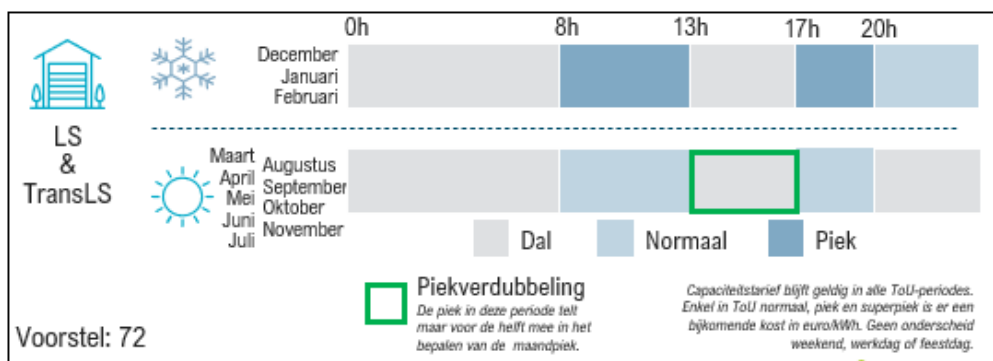
Ook alle injectievoorstellen zijn bijkomend aan onderstaand voorstel toegepast, zijnde 40, 35, 36, 39, 41, 42, 43 en 44.

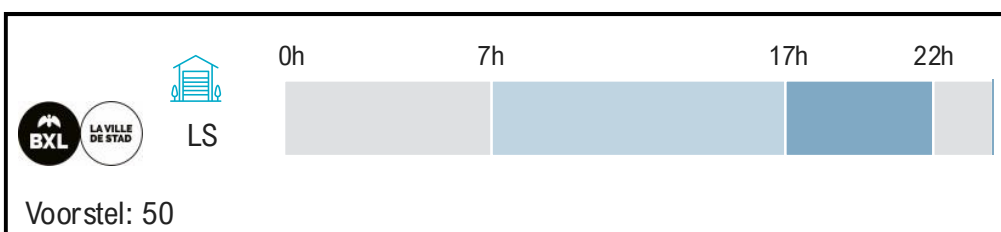
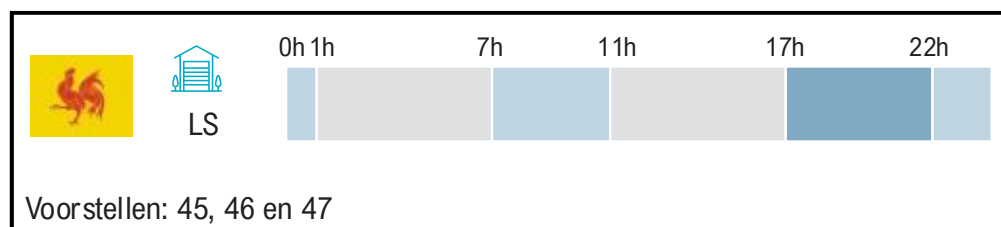
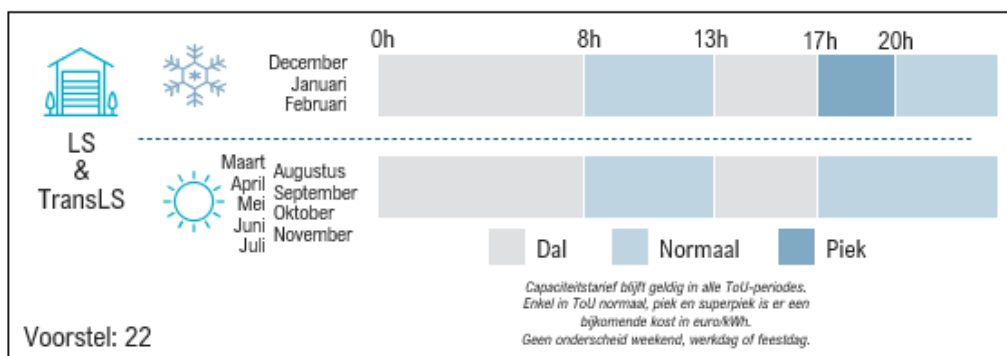
Eenzelfde uurschema maar variatie op piekreductie zijn 60, 62 en 63.



De alternatieve schema's zijn verder:







4.2 Bijlage 2: Scoringsmatrix

De scoringsmatrix wordt als apart document bij deze studie bezorgd.

Deze werd gebruikt als ondersteunend materiaal tijdens het stakeholderoverleg.

We bezorgen de view op klantengroep 'LS' en factuurniveau 'nettarief', waarin de impact (in procent én in euro) op het nettarief bepaald werd voor de gemiddelde individuele laagspanningsklant.