

VERSLAG

Onderzoek naar Time-of-Use tarieven en injectie

Inhoudstafel

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| CONTEXT VAN DEZE STUDIE | 1 |
| ONEPAGER (A4) | 2 |
| MANAGEMENT SUMMARY | 3 |
| LONG READ | 12 |
| 1 BENCHMARK BUITENLAND + BESCHRIJVING (ONDER ANDERE THEORETISCHE MODELLEN) | 12 |
| 1.1 INTRODUCTIE | 12 |
| 1.2 THEORETISCH POTENTIEEL | 13 |
| 1.3 INZICHTEN UIT HET BUITENLAND..... | 14 |
| 2 STATE OF THE GRID | 17 |
| 2.1 BESTAAT DE FLUVIUS PIEK?..... | 17 |
| 2.2 IS ER POTENTIEEL OM DE PIEKEN TE REDUCEREN? | 19 |
| 2.3 IS HET NET MOMENTEEL IN VERMOGEN OVERBELAST?..... | 19 |
| 2.4 LOST DE ENERGIEMARKT HET PIEKPROBLEEM OP? | 20 |
| 3 KEUZE VAN TOU | 26 |
| 3.1 OORZAAK – GEVOLG SCHEMA VAN ELKE NETFUNCTIE..... | 26 |
| 3.2 DIMENSIE TIJD | 27 |
| 3.3 DE HOOGSTE MAATSCHAPPELIJKE BAAT ZIT OP NETFUNCTIES DIE HET ZWAARST BELAST ZIJN..... | 35 |
| 3.4 IS ENKEL DE HOOGSTE PIEK WEGWERKEN VOLDOENDE VOOR EEN DUURZAAM EFFECT?..... | 36 |
| 3.5 PARAMETRISATIE VAN HET TOU VOORSTEL | 38 |
| 3.6 (TUSSENTIJDSE) CONCLUSIE UIT DE HISTORISCH DATA | 48 |
| 3.7 WAT BRENGT DE TOEKOMST? | 50 |
| 3.8 FINALE CONCLUSIE..... | 59 |
| 4 KEUZE TARIEFMODEL EN IMPACT OP DE FACTUUR | 61 |
| 4.1 KEUZE TARIEFDRAGER TOU AFNAME | 61 |
| 4.2 KEUZE TARIEFDRAGER INJECTIE | 68 |
| 4.3 VOORSTELLEN TOT AANPASSEN TARIEFDRAGERS | 78 |
| 4.4 EENHEIDSPRIJS BEPALEN..... | 82 |
| 4.5 TARIEFIMPACT OP DE AFNAMEFACTUUR VAN KLANTEN..... | 87 |
| 4.6 IMPACT SPECIFIEKE TECHNOLOGIE..... | 94 |
| 4.7 TARIEFIMPACT OP DE INJECTIEFACTUUR VAN KLANTEN | 97 |
| 4.8 MARKT IMPACT | 99 |
| 4.9 CONCLUSIE TARIEFIMPACT | 102 |
| 5 IMPLEMENTATIE | 105 |
| 5.1 KWALITATIEVE KLANTENBEVRAGING TOU..... | 105 |
| 5.2 FEEDBACK VAN ONZE STAKEHOLDERS..... | 111 |
| 5.3 TECHNISCH MARKTIMPLEMENTATIEPLAN | 113 |

| | | |
|----------|-----------------------------------------------------------------------|------------|
| 5.4 | CONCLUSIE IMPLEMENTATIE..... | 116 |
| 6 | BIJLAGEN | 118 |
| 6.1 | BIJLAGE 1: BENCHMARK TIJDSVARIËRENDE TARIEVEN IN EUROPA..... | 118 |
| 6.2 | BIJLAGE 2: NETFUNCTIES | 122 |
| 6.3 | BIJLAGE 3: SCHATTEN VAN PV-PRODUCTIE PER KWARTIER..... | 127 |
| 6.4 | BIJLAGE 4: DETECTEREN RESIDENTIEEL OPLADEND ELEKTRISCH VOERTUIG | 129 |

Context van deze studie

Deze studie presenteert de bevindingen van het onderzoek dat elektriciteitsdistributienetbeheerders hebben uitgevoerd in overeenstemming met paragraaf 11.2.2 en paragraaf 11.2.3 van de Tariefmethodologie 2021-2024. In deze studie onderzoeken we de mogelijke noodzaak van de invoering van tijdsafhankelijke tarieven (Time of Use / ToU) op distributienetniveau. Voor de studie hebben we ons beperkt tot het aandeel netkosten in de distributietarieven en dus de ODV's buiten scope gehouden. Daarnaast is er onderzocht hoe de tariefdrager kan worden ingezet om netgebruikers die injecteren aan te moedigen tot rationeel netgebruik.

Nettarieven, zoals bepaald door de tariefmethodologie, vervullen een dubbele functie. Aan de ene kant bepalen ze de bijdrage die elke klant moet leveren aan de historisch veroorzaakte investeringskosten en de operationele kosten van de netbeheerder. Aan de andere kant beïnvloeden ze de totaalprijs van energie en bieden ze zo een financiële prikkel voor klanten om hun gedrag aan te passen, met als doel hun individuele kosten te verlagen. Klanten passen hun gedrag aan om hun eigen kosten te verminderen. Een effectieve tariefmethodologie moet streven naar een formule die individuele voordelen alleen toestaat als er ook een even groot maatschappelijk voordeel tegenover staat. Als dat niet het geval is, stijgt de werkelijke kost ten opzichte van het financieel-economisch optimum.

Als gevolg van de energietransitie is het een blijvende uitdaging om de twee rollen van nettarieven op niveau te houden. Toenemende productie achter de meter op afnamepunten en al dan niet rijdende opslag, maakt het mogelijk een vergoeding voor de historische kost te ontwijken, terwijl die op hetzelfde moment door de hoge piekbelasting kosten in de toekomst veroorzaakt. Een periodieke evaluatie van de staat van het net, de opkomst van nieuwe technologie en het gedrag van klanten is nodig om de CEER-criteria te blijven invullen. Die criteria zijn:

1. kostenreflectief,
2. niet verstorend,
3. kostendekkend,
4. niet discriminerend,
5. transparant,
6. voorspelbaar,
7. zo eenvoudig mogelijk.

Deze criteria vereisen vergaande simulaties en uitgebreide kennis van de systemen van de net- en databeheerder. In deze studies heeft Fluvius deze criteria uitgebreid onderzocht en geëvalueerd, in overleg met de Regulator en de stakeholders.

One pager - studie TOU & injectie – 1/12/2023

Onderzoeksoopdracht

Ons voorstel is **dominant** gekalibreerd op **eenvoud** voor de klant met alle minimum voorwaarden op de andere criteria voldaan.

Een schema eenvoudiger dan dit voldoet niet aan alle minimum criteria van elke as.

Een complexer (lokaal) systeem is vandaag en nabij toekomst (2-3 TM periodes) niet nodig wegens voldoende netcapaciteit in Vlaanderen.



Weerstand tegen verandering. Een zo **eenvoudig** mogelijk tarief. **Stap voor stap** vooruit gaan



Toekomstige netpieken reduceren
fluvius. & **elia**
kostenreflectiviteit



Niet/minder marktverstorend
volgens **EPEXSPOT**.



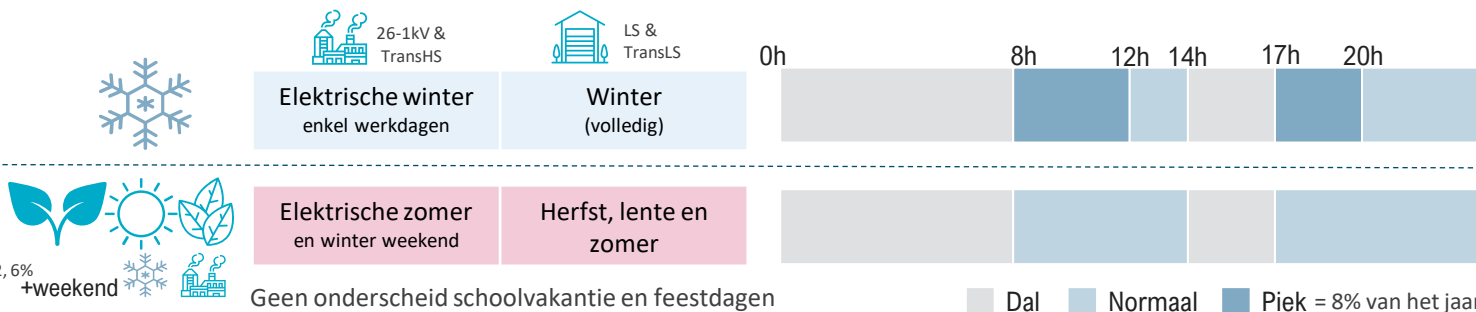
Voldoende **hoog** **incentief** voor energie spreiden en schuiven **zonder tariefschok**

Voorstel

We onderzochten 5 biljoen TOU combinaties op 8800 Fluvius assets uit 20, 21 en 22. Voorstel afname →

Injectiepieken zijn er beperkt (10%) en **niet voorspelbaar**, een **TOU** is bijgevolg **onmogelijk**.

1,5 TB data = ±100% bemeten MS net en klanten. In 2022, 6% bemeten distributiecabinen en 50 000 digitale meter LS klanten met volledig kalenderjaar kwartierwaarden



De aangewezen **tariefdrager afname** is **kWh** om de systeempiek te incentivieren. 24/7 kW behouden
Voor **injectie** is **kW** kostenreflectiever.

Waarom kWh? gemiddelde Vlaanderen signaal is veel breder dan de individuele piek van onze klanten of hun piek valt er zelf volledig buiten. In de TOU piek periode verbruiken we collectief allemaal veel!

Financiële impact

Op korte termijn is er enkel de herverdeling van historische kosten. Baten van TOU komen pas later. Zelfs bij ongewijzigd gedrag zien we:

Dalers Kleine verbruikers. Klanten die meedoen met de energietransitie, en op MS

Stijgers Klanten met vandaag in hun klantengroep hoge netkosten en dus een hoog verbruik, hoge piekwaarde en hoge vollasturen

Werkt financiële sturing?

De gemiddelde residentiële klant deed zijn piek met **150W** zakken ten gevolge van Captar 1 gecorrigeerd voor marktprijzen, temperatuur en bijkomende PV.

Met LS **snelladers verbeterden** hun vollasturen met **25%**! Er is vanaf MS net bekeken een zo goed als 100% verschuiving naar nachttarief op werkdagen

EPEXSPOT Enkel marktprijs piek dal ratio is te laag en sinds de crisis onbetrouwbaar

Wat brengt de toekomst



De **dominante driver koude temperatuur** en **ochtend** en **avondpiek** worden nog **dominant** in de toekomst.

Het absoluut verbruik stijgt met de elektrificatie en bijkomend stijgt het jaarverbruik met 40% tijdens de TOU piek periode ten gevolge van elektrificatie!!

In de toekomst zou een Critical Peak Pricing op basis van kouder dan 3°C in Ukkel nodig kunnen zijn. Samen met onze stakeholders vrezden we momenteel een te hoge maatschappelijke weerstand. Bovendien bekomen we statisch al op een mooie piek/dal verhouding van 30 keer op de kosten netgebruik LS.

Beperking studie 2022 → vervolgstudie

We konden het effect van Captar 1 onvoldoende analyseren op het Fluvius netwerk wegens geen jaar meetdata.

In de 2022 data hadden we onvoldoende klanten met dynamische energiecontracten en batterijen om die te onderzoeken naar gedrag.

Er is onvoldoende zicht gekomen, ook met de toekomstige klanten, wat de uren op de grens van TOU piek gaan doen, specifiek 7h, 13h en 19h zijn zowel in het verleden als toekomst onduidelijk.

Begroting van de besparing in netcapaciteit en investeringskost voor invoering van TOU

Op basis van een niet altijd representatieve (LS) dataset blijkt dat **ToU afname** een **stijging** is van de **kostenreflectiviteit** en kan helpen in de toekomst om **netkosten te vermijden**.

Bovendien reageren klanten sterk op financiële signalen waardoor de toekomstige netkosten minder snel stijgen.

Onze conclusies zijn zeer gelijkaardig aan andere landen die intraday TOU introduceerden:

De exacte impact kon vandaag niet begroot worden wegens disruptieve trends in 2022 en 2023: energiecrisis, introductie Captar 1 en record toename PV. Fluvius stelt een vervolg traject voor in 2024.

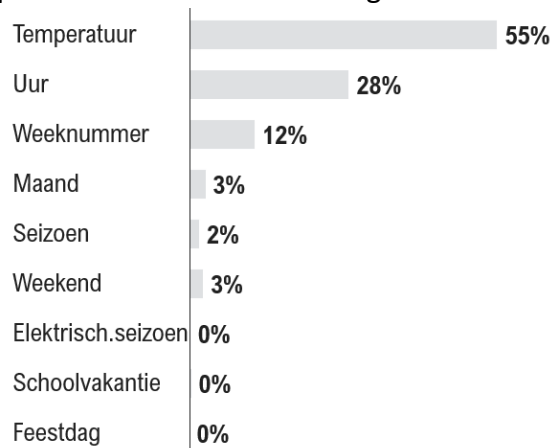
Management summary

De tariefaanrekening vereist periodiek een aanpassing aan het tempo van de energietransitie om kostenreflectief te blijven en de impliciete flexibiliteit verstandig te ontsluiten. De decennialange aanrekening in kWh werd een eerste maal aangepast met het prosumementarief, vervolgens kwam de bruto-kWh-aanrekening en sinds begin dit jaar is er het capaciteitstarief voor de laagspanningsklant. Onze grotere niet-laagspanningsklanten kenden het principe van bruto meting en capaciteitstarief al, omdat de eerste capaciteitsmeter in Vlaanderen al in 1948 in gebruik werd genomen. De belangrijke aanpassing was de ex-ante-instelling van het toegangsvermogen in 2023. Het dag-nachtsignaal die een vorm is van ToU werd stopgezet voor nettarieven, omdat die uren niet meer overeenkwamen met de netbelasting. De vraag stelt zich nu of een ToU-schema met aangepaste parameters een volgende stap moet zijn in de aanrekening.

De aanrekening van injectietarieven is nog niet gewijzigd en gebeurt in kWh. Voor injectie onderzoeken we of dit vandaag nog de meest optimale tariefdrager is. Elke aanpassing gaat gepaard met een belangrijke publieke en politieke aandacht. Daarom heeft Fluvius een participatief onderzoekstraject afgelegd met onze stakeholders om deze studie vanuit elke invalshoek te benaderen. We willen er de aandacht op vestigen dat de analyses gebeurd zijn voor laagspanning op de beperkte steekproef van 60.000 laagspanningsklanten die de kwartierwaarden geactiveerd hebben en waar een dataset van een volledig jaar beschikbaar was. Bijkomend is de invoering van het capaciteitstarief gebeurd op 1/1/2023 en hebben we een volledig kalenderjaar nodig om de impact te evalueren. We trekken de conclusies dus op een te beperkte dataset en stellen voor om een vervolgstudie te doen met een completere dataset en stabiele tariefmethode.

Conclusie 1: Er is potentieel om te incentivieren met een ToU-afname met een brede zone op basis van temperatuur en uur.

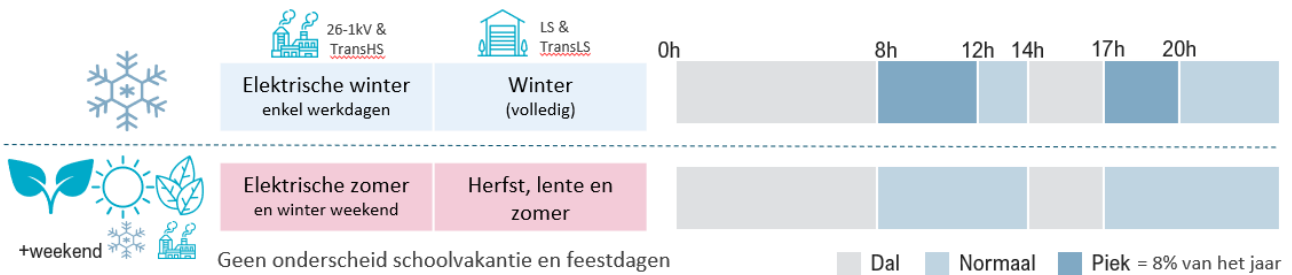
We beginnen met de bepaling van de parameters, nodig om afnamepieken op het distributienet te voorspellen. Uit alle beschikbare data van de netbeheerder en alle meteorologische parameters worden er maar twee voorspellende factoren naar voor geschoven: temperatuur en uur.



Figuur: Een random forest tree analyse identificeert de belangrijkste drivers om een ToU op te bepalen. Merk op dat DNB niet weerhouden blijkt.

Werken we dit verder uit dan blijkt dat ongeveer 75% van de assets hun pieken hebben bij koude, 's morgens en 's avonds. Let wel: we spreken over pieken in meervoud. Bij grove benadering zal gemiddeld gezien over alle 8800 assets in 2020, 2021 en 2022 blijken dat de top 50 pieken hoog zijn, en dat het pieken zijn ten gevolge van koude temperatuur en uur. Op welke dag de exacte jaarpiek valt als je twee koude dagen neemt, is niet te voorspellen. Netpieken zijn tenslotte het gevolg van geaggregeerd klantengedrag en de factor klant is geen rationele actor.

Het voorstel voor ToU high, dat is de zone met een hogere €/kWh kost, incentiveert dan ook een bredere band van 7% in het jaar met jaarpieken minstens 10% hoger dan de pieken in ToU normaal en ToU dal. Een introductie van ToU zal dus ook na klantreactie stabiel blijven, wat de transparantie, voorspelbaarheid, begrijpbaarheid en aanvaarding ten goede komt.



Figuur: Het voorstel voor een ToU schema. Eenzelfde uurschema voor elke klantengroep. Bij LS en TransLS is ToU-piek actief in seizoen winter onafhankelijk van type dag. Bij 26-1kV en TransHS telt de elektrische winter maar het weekend is wel vrijgesteld van ToU-piek.

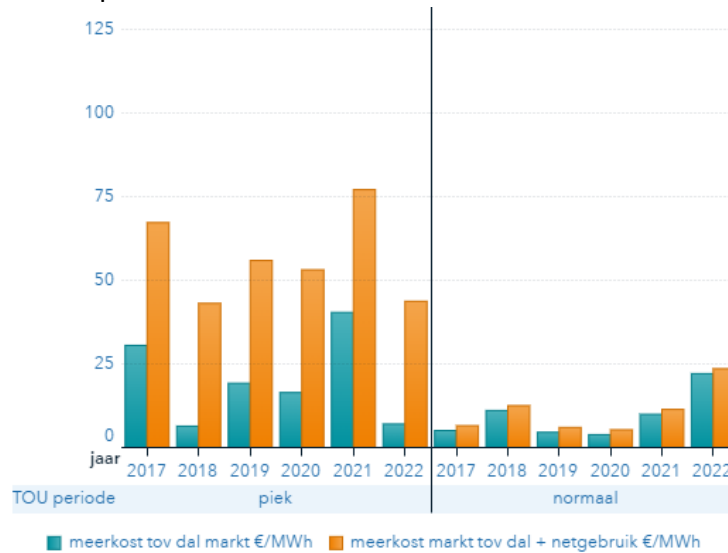
Conclusie 2: Eenvoud, eenvoud, eenvoud... maar blijf wel kostenreflectief

We bevroegen onze residentiële klanten met een kwalitatieve klantenbevraging en capteren ook van onze stakeholders de oproep tot eenvoud. Met een minimaal verlies aan kostenreflectiviteit, kan temperatuur omgezet worden naar seizoen winter. Zelfs een volledig real time dynamisch systeem zal er niet in slagen alle pieken op het netwerk te voorspellen, omdat er lokaal te veel individueel gedrag speelt. Anders gesteld, dit statische ToU voorstel zal het niet veel slechter doen dan een complex dynamisch systeem. Het niet perfect kunnen voorspellen wil ook zeggen dat ToU geen vervanging mag zijn van de al bestaande kW-prikkel. Die 24/7 component gaat toevallige lokale piekconcentraties tegen en moet behouden blijven. Een andere voorwaarde voor ToU is een voldoende hoge piek dal ratio. We willen tenslotte niet de situatie van Italië ervaren, waar er een ToU geïntroduceerd werd in 2010 maar na een consumptieshift van slechts 1% weer werd afgebouwd. De oorzaak zat in een zeer lage piek dal ratio, maar vertaalde zich wel in een wantrouwen naar het systeem.



Figuur: De kost LS Fluvius, €/MWh bij 20% van de tarieven netgebruik op TOU

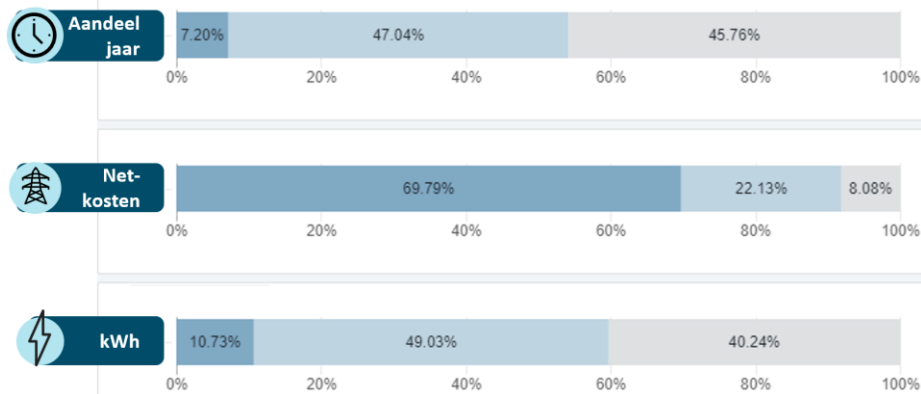
Zetten we deze voorgestelde tarieven om naar de totale factuur, dan zien we dat de netbeheerder dominant de piek dal ratio op de totale factuur uitzet.



Figuur: Impact in €/MWh bij 20% ToU toewijzing tarieven netgebruik. Gesimuleerde ToU tarieven met toegelaten inkomen 2023 toegepast over verschillende jaren marktdata.

Dat is volledig in lijn met de reden waarom andere landen ToU intra-day toevoegen. Spanje ziet in 2021 zijn commoditymarkt werken met een piek dal ratio van slechts 27% door zijn lage interconnectie en waterkracht. ToU toepassen op zowel nettarieven als openbare dienstverplichting krikken die op naar 129%. Het Verenigd Koninkrijk heeft een marktprijs vergelijkbaar met de onze, dankzij interconnectie met een piek dal ratio van ongeveer 100%. Met ToU nettarieven wordt die opgetrokken naar 300%. De piek dal ratio van een 'energy only market' is simpelweg te laag om de business case voor duurzame piekreductie te voeden. Bovendien is de energiemarkt zwaar geïmpacteerd door geopolitieke primaire markten, specifiek voor België gas. Dit aspect speelt al sinds 2018, waardoor naast een te lage piek dal ratio ze ook nog eens onbetrouwbaar wordt.

Op jaarbasis is de netkost een beperkt aandeel in de factuur, maar ToU zal simpel gesteld 70% van de tarieven netgebruik samendrukken in een periode van 7% voor laagspanning. De prijs gaat in die periode omhoog. Dat betekent ook dat ze in die andere 93% naar beneden gaat, wat helpt om minder marktverstoring te zijn. Klanten die dan willen verbruiken voor flexibiliteit of dynamische prijzen, hebben lagere netkosten dan vandaag in die periode.



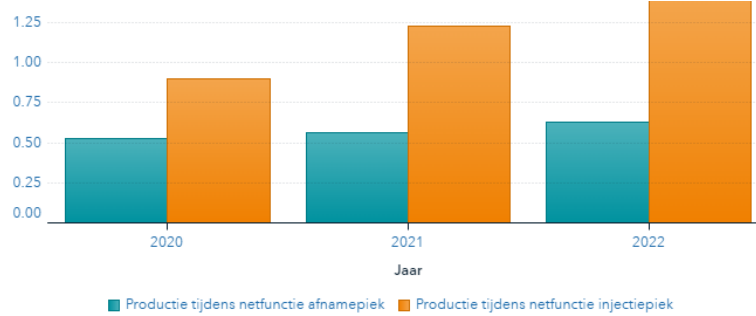
Figuur: Bv laagspanning. In 7% van het jaar heeft 70% van onze assets hun jaarpiek. Die kosten verspreiden we over 11% van het jaarverbruik van de klanten

Conclusie 3: Op injectie is ToU onmogelijk zonder opdeling per type productietechnologie.

Voor injectie bleek het vandaag niet mogelijk om injectiepieken te voorspellen zonder rekening te houden met type technologie. Er zijn bijkomend ook maar weinig assets met een jaarpiek injectie. Let wel, productie bij klanten is eenvoudig te voorspellen, maar injectiepieken op het distributienetwerk zijn het gevolg van productie, zelfconsumptie (achter de klantmeter) en lokale (achter de netasset) 'zelf' consumptie. Het niet kunnen voorspellen, betekent dat we geen stabiel uurschema kunnen opmaken met garantie dat dat ook volgend jaar de juiste periode incentiveert. Een TOU op injectie is niet aan de orde.

Conclusie 4: Een kW-aanrekening is meer kostenreflectief voor injectie In plaats van een TOU injectie high is een TOU afname low aangewezen voor PV.

We onderzochten de 100% toewijsbare historische injectiekosten per decentrale productie technologie. Een aanrekening in kW blijkt beter aan te sluiten bij de kosten die gemaakt zijn in het verleden. Naar toekomstige baat konden we niet aantonen dat een kW-prikkel de injectiepiek zal reduceren, maar we hebben ook in de toekomst meer behoefte aan decentrale injectie. In de loop der jaren steeg decentrale productie, maar die creëerde vooral hogere injectiepieken omdat ze dikwijls op zuivere injectienetten aangesloten zijn.

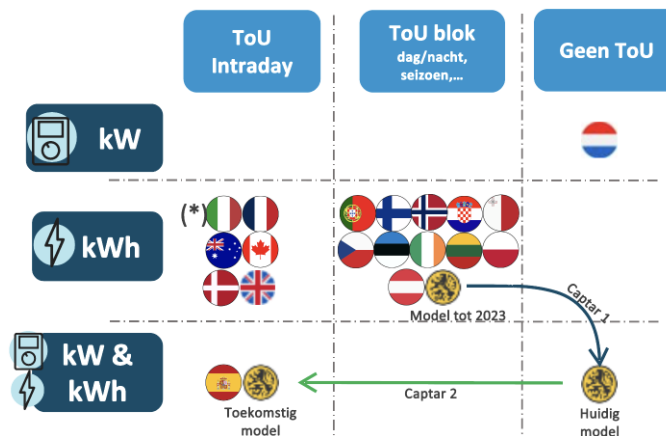


Figuur: Gesommeerde productie bij onze klanten tijdens het moment van afnamepiek (blauw) ofwel op het moment van injectiepiek (oranje)

Het was beter geweest voor de netkost dat die productie op moment en locatie van de afnamepiek actief was, maar dat blijkt niet zo te zijn. Decentrale productie met uitzondering van PV is aangesloten op vandaag sterk overgedimensioneerde assets. Het netwerk werd voor die klanten specifiek gedimensioneerd op toekomstige groei. Voor die assets is een maatschappelijke baat door piekreductie onbestaand, want het ligt er al. Voor PV is de situatie onduidelijk. In 2022 konden we een sterke stijging zien van assets die piekten door zonnepanelen, maar we hebben onvoldoende gegevens om die trend te bevestigen. Op momenten dat PV actief is, noteren we in ons netwerk maar beperkte afnamepieken in de steden. Onze injectiepieken zijn in de voorbije drie jaar gemiddeld over de assets 25% lager uitgevallen dan de som van de synchrone productiepieken dankzij consumptie op hetzelfde moment. We wensen dit nog te versterken met een ToU dal afname in plaats van een ToU high op injectie en dat op de middaguren. Hierbij is de toekomstige ontwikkeling van V2G die kan zorgen voor een ander injectie gedrag, onzeker.

Conclusie 5: De tariefdrager voor ToU moet kWh zijn voor afname.

We stellen vast dat de subjectieve voorkeur uitgaat naar kW voor afname. Helaas is de keuze voor tariefdrager het gevolg van individueel klantengedrag tijdens het vooropgesteld ToU-schema. We onderzochten meerdere schema's op combinatie temperatuur en uur, en stelden in elk van die voorstellen vast dat kWh de gekozen tariefdrager moet zijn. Het blijkt dat het leeuwendeel van de klanten een individuele jaar/maand/ToU-piek vele malen korter heeft dan de ToU-piekband. Een tarief in kW zou ontwijkingsgedrag bewerkstelligen want klanten zouden hun individuele piek kunnen doen zakken, maar toch dat verbruik in de ToU-piek periode houden. Dat is niet kostenreflectief en heeft een hoog risico de systeempiek nog verder te verhogen. Enkel kWh incentiveert elke kWh die niet voor comfort dient, om te schuiven naar of ToU-normaal of ToU-dal. Die conclusie ligt in lijn met onze omringende landen, een intraday ToU is op kWh nergens exclusief op kW.

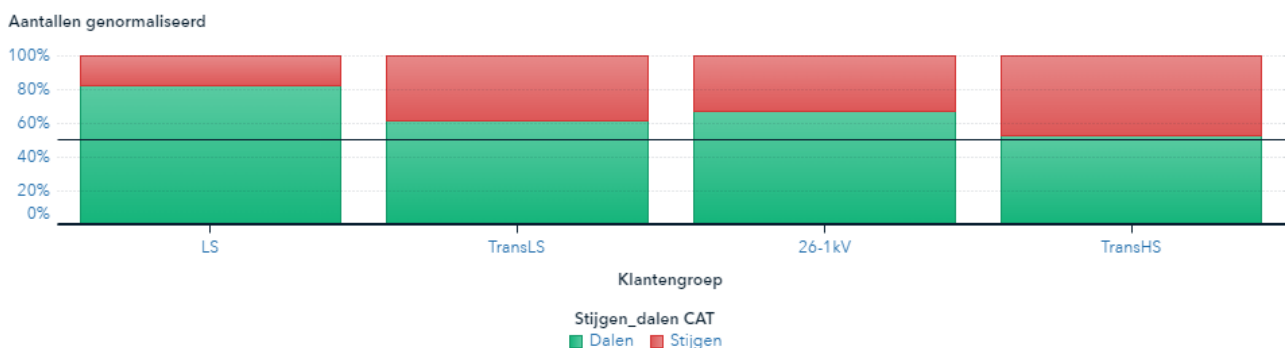


Figuur: In de meeste landen is er sprake van aanpassingen aan de tarieven, maar is vandaag een historisch ToU-systeem van kracht. Bij verandering evolueren ze eerst naar een intraday ToU (gebaseerd op netbelasting of systeembalans) gekenmerkt door billijke piek-dal-ratio's. Rush in effecten op ToU low doet de stap naar een toevoeging van Captar zetten. Als de slimme meter Captar niet ondersteunt, gebruikt men verschillende uurschema's.

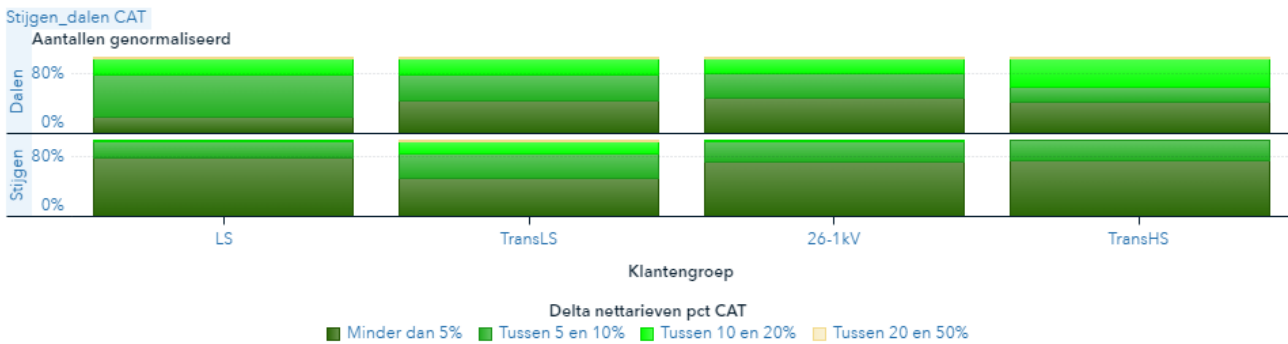
Conclusie 6: Een wijziging naar kW tariefdrager komt met hoge tariefschok, naar kWh tariefdrager niet.

De kW is veel gevoeliger aan tariefschokken voor individuele klanten, omdat de gebruikte data hooguit twaalf kwartieren in het jaar beslaan. In een kwartier kan door toeval of falen van een energiemanagementsysteem of -strategie een hoge piek vallen. De kWh-ToU-piekperiode omvat een brede zone waardoor een eenmalige uitzondering veel minder doorrekenet in de eindafrekening.

In een kWh voor afname bekomen we:



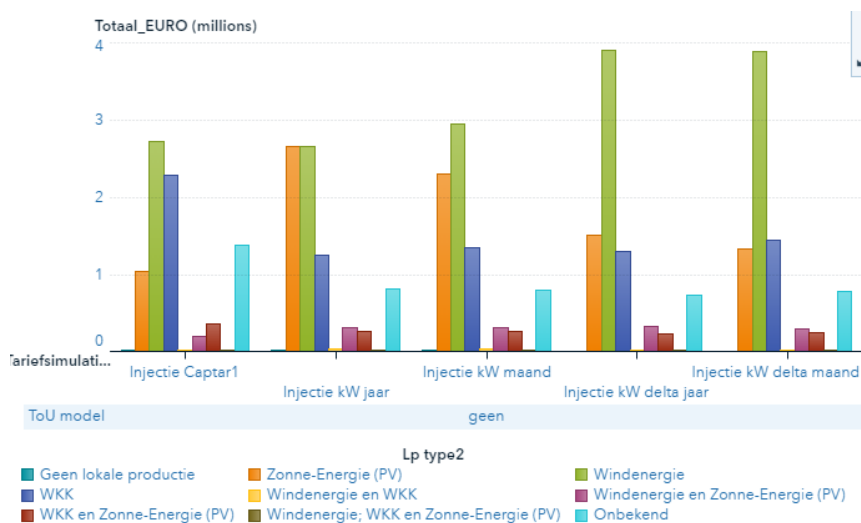
Figuur: Een meerderheid van de klanten doet een voordeel bij overgang naar ToU.



Figuur: Dat voor- of nadeel is echter beperkt ten opzichte van de totale netbeheerder factuur (incl odv, datakosten, ...) Vergelijking tussen Captar 2023 zonder plafond en Captar met bijkomende ToU zonder plafond. Er is een kostentoe wijzing van 20% op gesimuleerde tarieven netgebruik volgens toegelaten inkomen 2023.

Op korte termijn is enkel een herverdeling mogelijk. We zien bij ongewijzigd gedrag met de klantdata 2022 dat de klanten met vandaag al een hoge netkost, hoog verbruik, hoge piek of hoge vollasturen de stijgers zijn. Door hun verbruik beter te spreiden belandt relatief meer van dat verbruik in ToU-piek. Kleine klanten, klanten met PV en geëlektrificeerde klanten zien een daling.

Voor injectie met zijn eventuele overgang naar kW is de impact afhankelijk van de individuele verhouding afname/injectie en injectiepiek / injectie kWh. Het gedrag van de klant kan echter niet de onderliggende technologie verbergen. Zonnepanelen hebben van alle productie eenheden de laagste vollasturen ofwel een hoge piek voor relatief weinig kWh (tov andere bronnen). Een stijging bij wijziging naar tariefdrager kW valt dan ook op.



Figuur: De gesommeerde kost van klanten per type decentrale productie. Individueel per klant lopen de verschillen nog veel hoger op.

Conclusie 7: Voorzie voldoende tijd tussen introductie Captar 1 en Captar met ToU. Gebruik die tijd voor uitgebreide communicatie, uitrol digitale meter en om de markt op kwartierwaarden voor te bereiden.

Een opt in is afgeraden. Alhoewel de weerstand kleiner wordt, is er een Matheus- effect, omdat Vlaanderen vanuit Captar start.

Onze stakeholders waarschuwen ons voor de nodige weerstand bij introductie van een ToU. Een eerste klantbevraging geeft een gelaten indruk weer. De meerderheid begrijpt het concept en de reden waarom dit ingevoerd zou worden, maar voelt zich (opnieuw) de dupe. Neem bijvoorbeeld warmtepompen. Een merendeel van de stakeholders had verwacht dat die meer zouden betalen door het hoge verbruik bij koude temperatuur. Het klopt dat die in ToU-piek meer dan vandaag moeten bijdragen, maar gemiddeld is de daling in kost tijdens ToU-normaal en dal hoger. Uitgerekend is de daling gemiddeld 22€ op jaarbasis bij 20% kostentoe wijzing aan ToU en 88€ voor elektrische rijders. Deze risk aversion bias overtuigt Fluvius om geen opt in te voorzien. Het zouden waarschijnlijk net de kleine klanten zijn die niet intekenen op ToU, terwijl die net gemiddeld in hun voordeel zou zijn. Een opt in zou een Matheus- effect introduceren. Dit wijkt af van het buitenland waar meestal wel een opt in voorzien is, maar die landen vertrekken niet vanuit een hoge kW-aanrekening. Los daarvan kan de netbeheerder lokaal niet vertrouwen op piekreductie, want het is niet geweten waar of hoelang klanten in het ToU-systeem zitten. Het is dus niet mogelijk te besparen op netinvestering. Die perceptie van ‘meer betalen’ is rationeel onjuist, maar er zal uitgebreide communicatie nodig zijn om de klant te overtuigen van het tegendeel.

Het tarief zou dus voor iedereen tegelijkertijd moeten komen. Door de combinatie seizoen en uur is het enkel mogelijk dit voorstel door te voeren voor klanten met een digitale meter. Er is geen alternatief voor klanten met een klassieke meter. De ToU-bepaling moet op de kwartierwaarden gebeuren. Het kan niet in de meter. Een voldoende groot aantal digitale meters is dus cruciaal om enerzijds de uitrol digitale meter niet verder te bemoeilijken en anderzijds het gevoel van discriminatie bij klanten weg te nemen. We hebben de noodzaak aan kwartierwaarden ook meegenomen in ons voorstel naar marktimplementatieplan. Febeg wijst erop dat voldoende tijd en testing om het systeem te introduceren noodzakelijk is.

Conclusie 8: Een vervolgstudie is aangewezen en moet de conclusies bekrachtigen.

Een ToU-sig naal moet enigszins stabiel zijn om de dag na introductie niet alweer verouderd te zijn. Fluvius onderzocht de klanten met elektrische voertuigen en warmtepompen, en kon vaststellen dat de temperatuurafhankelijkheid nog verder zal toenemen. De combinatie van een lopende uitrol digitale meter en de vrije keuze voor activatie van kwartierwaarden bij laagspanningsklanten, resulteert in een lage beschikbaarheid van data voor dit type klanten. Er zitten ook geen klanten in de dataset die dynamische energiecontracten, batterijen of een uitvallende omvormer hebben. Grote verbruikers en klanten met PV zijn oververtegenwoordigd, waardoor de tariefimpact op laagspanningsklanten vertekend zou kunnen zijn.

In 2022 was er ten gevolge van Captar wel een sterke toename van activatie van kwartieren. Met de uitgebreidere dataset verwachten we volgend jaar uitspraken te kunnen doen met meer betrouwbaarheid. De netstudie met het 100% bemeten middenspanningsnet en 10% van de

klanten onder een digitale bemeten distributiecabine, heeft voldoende data. Maar de jaren 2020, 2021 en 2022 waren mogelijk beïnvloed door corona, thuiswerk en hoge energieprijzen. We konden statistisch aantonen dat, gecorrigeerd voor temperatuur, marktprijzen en bijkomende PV, de gemiddelde residentiële piek met 150W gezakt is bij klanten. Een uitspraak over de impact op het netwerk is niet mogelijk zonder minstens één volledig kalenderjaar te meten.

Finale conclusie

Het lijkt er sterk op dat ToU aanvullend (niet vervangen) aan een capaciteitstarief een stijging betekent van de kostenreflectiviteit en in de toekomst kan helpen om netkosten te beperken. Ons studieresultaat ligt in lijn met de ons omliggende landen die overgaan naar een intraday ToU. Door de beperkte data is het voorbarig om alle parameters, en in het bijzonder de procentuele toewijzing van tarieven netgebruik, aan ToU kWh te bepalen.

Long read

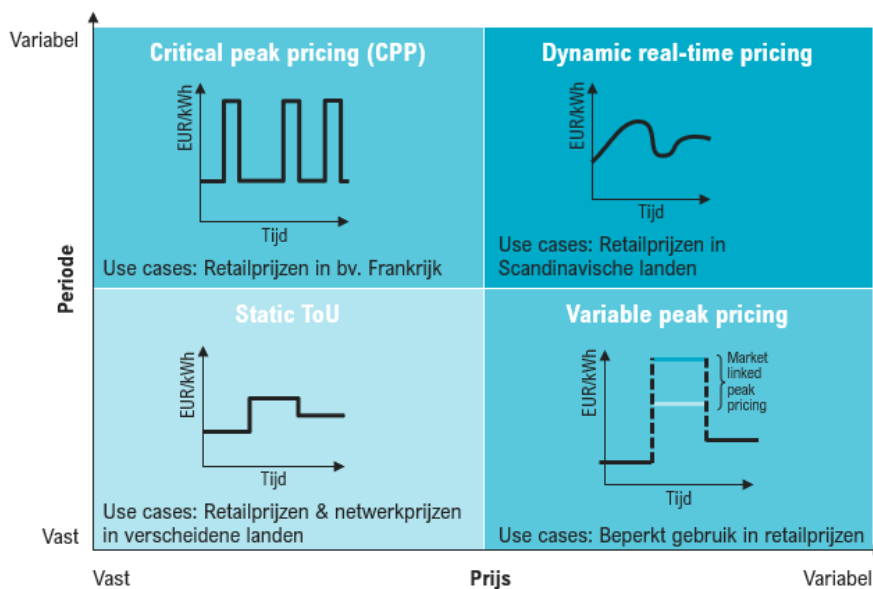
1 Benchmark buitenland + beschrijving (onder andere theoretische modellen)

1.1 Introductie

Time-of-use (TOU) netwerktarieven verwijzen naar een prijsstructuur die wordt gebruikt door nutsbedrijven om consumenten te belasten voor elektriciteit op basis van het tijdstip van de dag waarop ze die gebruiken. Zoals geïllustreerd op Figuur 1 is de meest eenvoudige vorm van dergelijke tarieven de *statische ToU* waarbij zowel het tijdstip als het prijssignaal (hoogte van de tarieven) vast is.

Varianten zijn *Critical Peak Pricing*, waarbij het tijdstip van verhoogde of verlaagde nettarieven niet vastligt, en bijvoorbeeld door de netbeheerder een dag op voorhand gecommuniceerd wordt, en *Variable Peak Pricing* waarbij de hoogte van het prijssignaal variabel is. *Dynamic real-time pricing* varieert tot slot zowel in prijs als periode. Deze tarieven kunnen worden toegepast op de verbruiks (kWh)- of op de vermogen (kW) component van de factuur.

ToU modellen onderscheiden zich in **varabiliteit van prijs en periode**:

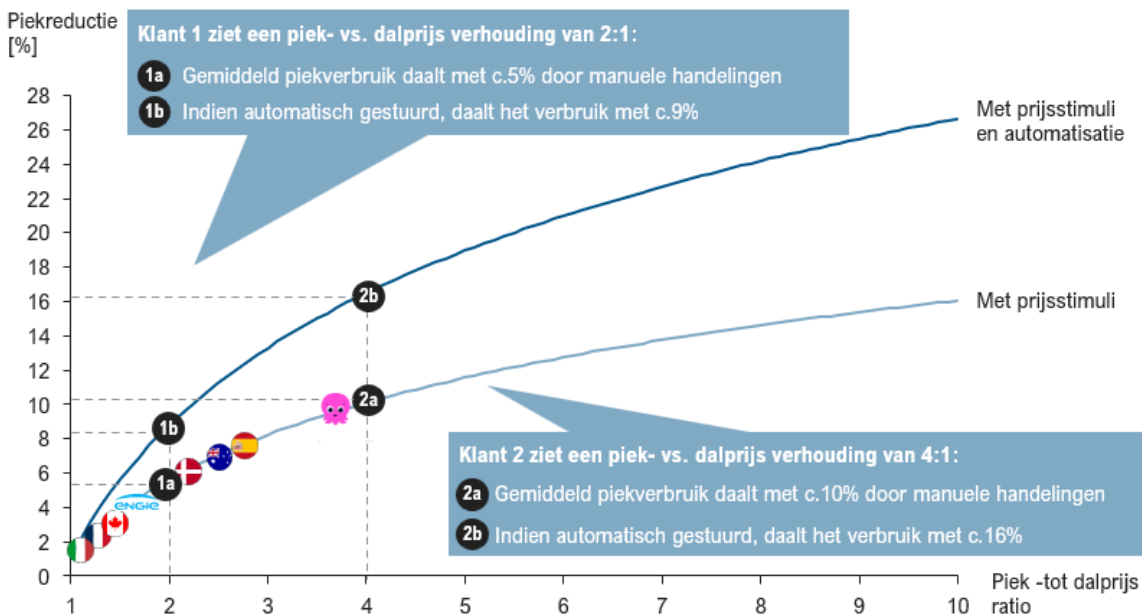


Figuur 1: Tijdsvariërende tarieven – overzicht van mogelijke tariefmodellen

1.2 Theoretisch potentieel

Netbeheerders zetten tijdsafhankelijke tarieven in om het elektriciteitsverbruik van klanten te sturen naar periodes waar netbelasting lager is om op die manier de totale systeemkost te beperken. De mate waarin gebruikers reageren op de prijsprikkels, is een gedragsanalyse van de klanten die behandeld is in de wetenschappelijke literatuur.

Een interessant werk in deze context is Arcturus 2.0¹. Deze studie verzamelt de conclusies van 337 studies, experimenten en pilootprojecten, en concludeert dat het piekverbruik van elektriciteit daalt als de residentiële gebruiker een prijssignaal krijgt. Ten tweede, blijkt dat de amplitude van de verandering voornamelijk afhangt van de ratio tussen piek- en dalprijs, en van het niveau van automatisering. Figuur 2 toont aan dat piekreductie potentieel beperkt is tot zo'n 14% zonder automatisering. De figuur illustreert ook het mogelijke piekreductiepotentieel van een aantal al bestaande implementaties van **tijdsafhankelijke** nettarieven en dynamische retailtarieven. Daarbij stellen we vast dat de piek-dalprijs-ratio op de totale factuur die de eindgebruiker ziet in de onderzochte situaties beperkt is tot maximum 4, wat aanleiding kan geven tot een piekreductie van circa 10%. Meer details over de onderzochte cases worden verder in dit document gegeven.



Figuur 2: Piekreductie in functie van prijsstimuli [%]

¹ Arcturus 2.0: A metaanalysis of time-varying rates for electricity by Ahmad Faruqi, Sanem Sergici and Cody Warner, published in The Electricity Journal in December 2017 (Volume 30, Issue 10, Page 64-72, <https://doi.org/10.1016/j.tej.2017.11.003>).

1.3 Inzichten uit het buitenland

Vijftien landen in Europa hanteren (gedeeltelijk) statische ToU modellen voor distributienettarieven – in slechts vijf landen variëren de tarieven ook doorheen de dag via ofwel statische ToU of *Critical Peak Pricing* (zie Figuur 3).

| Land | Model | Frequentie | | | |
|--------------------------|----------|------------|-----------|---------|---------|
| | | Intraday | Dag/nacht | Weekdag | Seizoen |
| Spanje | Statisch | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Frankrijk | CPP | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Italië | Statisch | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Australië | Statisch | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Canada (Ontario) | Statisch | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Denemarken ¹⁾ | Statisch | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Portugal | Statisch | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Finland | Statisch | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Oostenrijk | Statisch | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Kroatië | Statisch | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Tsjechië | Statisch | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Estland | Statisch | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Ierland | Statisch | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Letland | Statisch | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Malta | Statisch | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Polen | Statisch | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Slovenië | Statisch | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Noorwegen | Statisch | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |

Figuur 3: Overzicht van toegepaste ToU modellen

De vijf landen onderscheiden zich voornamelijk in de verhouding van piek- tot daltarieven, en in de definitie van piekperiodes (zie Figuur 4).

| Land | ToU Model | Frequentie | | | | Klantensegment | Kostentarief | | Verhouding t.o.v. dal ¹⁾ | | | Differentiatie | | Afname | Injectie | Speelveld | | Adoptie | |
|--------------------------------------------|------------------------|----------------|-------|-----------|---------|----------------|--------------|------------|-------------------------------------|------------------|-------------------|----------------|-------------|--------|----------|--------------------------|---------------|---------|----------------------------------------|
| | | Intra-Dag/ day | nacht | Week- dag | Seizoen | | Energie | Capaciteit | Energie Piek | Shoulder | Capaciteit Piek | Locatie | Technologie | | | Applicatie ²⁾ | Grid-tarieven | | Heffing-tarieven |
| Spanje | Statisch | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | ✓ | ✓ | x9 | x6 | x38 ³⁾ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ ⁵⁾ | ✓ | ✓ | Verplicht |
| Frankrijk | Statisch ⁶⁾ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | ✓ | | x1.5 | | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ ⁶⁾ | ✓ | ✓ | Verplicht Facultatief |
| Denemarken | Statisch | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | ✓ | ✓ | x9 ⁴⁾ | x3 ⁴⁾ | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | Dag/nacht Facultatief |
| Italië <small>(van 2010 – 2012)</small> | Statisch | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | ✓ | ✓ | x1.1 | | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | Beperkt pilotproject |
| Australië | Statisch | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | ✓ | ✓ | x9 | x1.3 | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | Verplicht Facultatief |
| Canada (Ontario) | Statisch | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | ✓ | ✓ | x2 | x1.5 | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | Verplicht ⁹⁾ Facultatief |

Figuur 4: Overzicht ToU karakteristieken van deep-dive landen²

² Bijkomende nota's bij Figuur 4:

- 1) Verhouding van uitsluitend nettarieven (en heffingen voor Spanje), niet de gehele energieprijs;
- 2) Differentiatie tussen applicaties incl. warmtepomp, elektrische wagen, huishoudelijke apparaten, etc.;
- 3) Gecontracteerde capaciteit;

In Europa kunnen met name de case studies van Frankrijk, Spanje en Italië in detail besproken worden:

- **ToU in Spanje wordt gekenmerkt door sterke piek-dalverhouding die gerealiseerd wordt door zowel heffingen als nettarieven tijdsafhankelijk te maken:**
 - Eerste resultaten wijzen op een verbruikswijziging naar de daluren³.
 - Zowel de verbruiks-component als de gecontracteerde capaciteit worden tijdsvariabel gemaakt.
 - Het model gebruikt in de residentiële omgeving, is minder complex dan het tariefmodel gebruikt in de industrie.
- **In Frankrijk gebruikt men een locatie-afhankelijk ToU-model dat voor residentiële klanten facultatief is**
 - De sterke verspreiding van digitale meters maakt sterke adoptie mogelijk.
 - Gezien retailers niet verplicht zijn dit prijsmodel aan hun klanten aan te bieden, lijkt adoptie vandaag eerder beperkt.
 - Net als in Spanje heeft de industrie een complexer model, waarbij voor huishoudens alleen de energiecomponent tijdsafhankelijk wordt gemaakt, terwijl voor de industrie zowel energie als (gecontracteerde) capaciteit wordt meegenomen.
- **In Italië werden tijdsafhankelijke nettarieven afgevoerd nadat bleek dat ze slechts een beperkte invloed hebben op de verschuiving van het elektriciteitsgebruik**

Ten slotte is het goed te noteren dat ook Denemarken **tijdsafhankelijke** tarieven heeft ingevoerd sinds begin 2023.

Een gedetailleerde beschrijving van de ToU-modellen beschikbaar in bovenstaande landen en in Australië en de Canadese provincie Ontario, is in bijlage 6.1 beschikbaar.

Hoewel de ervaring uit het buitenland lijkt te bevestigen dat **tijdsafhankelijke** tarieven consumptie naar de daluren kan verschuiven, wordt ook opgemerkt dat:

1. **Deze tarieven voor sociale ongelijkheid kunnen zorgen: tijdsafhankelijke** tarieven zijn voordeliger voor klanten die de toepassingen hebben die het mogelijk maken hun gebruik te verschuiven (bijvoorbeeld klanten met elektrische boilers). Elektrische toepassingen die direct ingrijpen in het leefcomfort zoals koken, beschouwen we als niet in tijd verschuifbare toepassingen.

4) *In de winter*

5) *Industrie komt overeen met grootverbruikers*

6) *Het Canadese marktmodel wijkt af van het West-Europese voor bedrijven, gridtarieven zoals die in België bestaan, worden niet apart aangerekend maar zitten vevat in een variable marktprijs;*

7) *Optie dagelijks variërende piekperiode voor de grote verbruikers op middenspanning bestaat*

³ "Measuring the Impact of Time-of-Use Pricing on Electricity Consumption: Evidence from Spain", J. Enrich, R. Li, A. Mizrahi, M. Reguant (https://mreguant.github.io/papers/Time_of_Use_Impacts_Enrich_Li_Mizrahi_Reguant.pdf)

2. **Tijdsafhankelijke tarieven kunnen tegengestelde signalen naar de markt sturen:** marktpieken lopen niet altijd gelijk met de opgelegde ToU-netpieken – sommige uitzonderlijke marktdagen vertonen een dal wanneer ToU-nettarieven pieken.⁴

Conclusie:

We concluderen dat in een eerste fase, met weinig automatisatie voorhanden voor residentiële klanten, een eenvoudig model met sterke prijssignalen en duidelijke communicatie vereist is. We kunnen ook vaststellen dat er enkel ToU op afname voorzien is, niet voor injectie.

⁴ Dit punt wordt verder in het document uitgewerkt. Met name Figuur 10 en Figuur 11 illustreren dit verder

2 State of the grid

We konden vaststellen dat er geen one size fits all ToU bestaat in enkele omliggende landen die we onderzochten. Om te evalueren of ToU zinvol kan zijn voor Vlaanderen, moeten we de ‘stand van zaken’ van het Vlaamse netwerk in kaart brengen in vijf vragen.

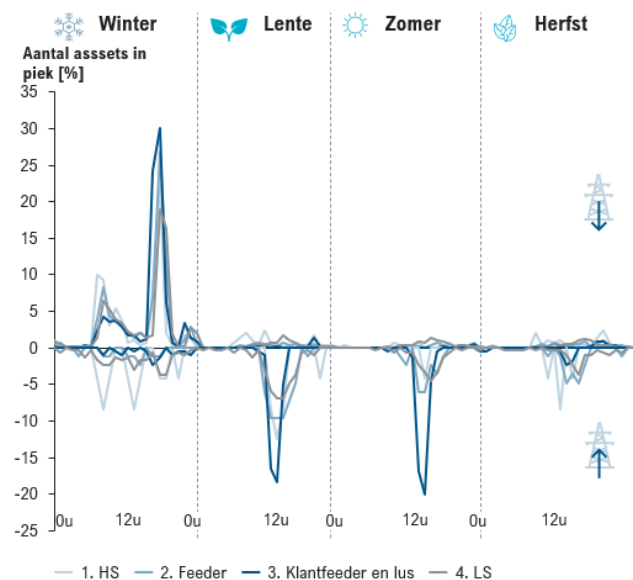
Bestaat er een ‘Fluvius’ piekmoment en is dat voorspelbaar? Is er potentieel om in een realistisch tijdsvenster pieken te reduceren zonder comfortverlies? Is het net vandaag overbelast? Lost de markt (met bijbehorend beleid) de piekbelasting niet zelfstandig op via enerzijds toename van dynamische energieprijzen en anderzijds decentrale productie tijdens afname piekmomenten?

2.1 Bestaat de Fluvius piek?

Om te bepalen of dé Fluvius piek bestaat, werd een analyse uitgevoerd van het tijdstip waarop de jaarlijkse maximale piekbelasting bereikt wordt.

Voor 92% van de digitaal bemeten assets van Fluvius⁵ is de belasting het grootst door afname van vermogen van het net:

- Voor ongeveer 21% van deze netfuncties vindt deze absolute piek tijdens de gemiddelde avondpiek plaats, die ongeveer 3 uur duurt op winterdagen, wanneer de spotmarktprijzen doorgaans het hoogst zijn.
- Ongeveer 8% van Fluvius’ assets vertoont daarentegen een piek in energie-injectie, meestal tijdens de zomermaanden rond het middaguur.



Figuur 5: Piekmomenten digitaal bemeten Fluvius’ assets in 2022

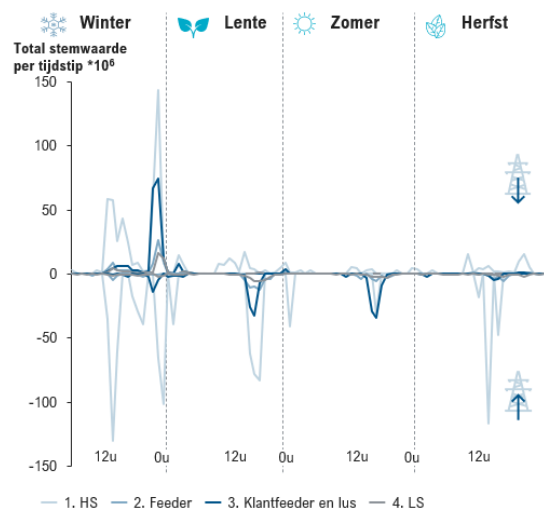
Bovenstaande figuur werkt volgens een eenvoudig aantal assets in piek, maar dat geeft niet het volledige verhaal weer. Fluvius heeft enerzijds zeer veel assets en anderzijds is het prijsverschil tussen de financiële waarde van die assets zeer groot. Een billijk tarief moet kostenreflectief zijn. Als klant zal je namelijk een kost betalen per kW of kWh die deels bestaat uit de afschrijving van

⁵ 7449 netfuncties in 2022

die geïnvesteerde assets. Duurdere assets zullen dus zwaarder doorwegen op de eindafrekening. Fluvius ontwikkelde specifiek voor deze oefening een technisch economisch model dat aan elke capability op het netwerk een waarde geeft. Een volledige beschrijving van deze technisch financiële methodiek is te vinden in bijlage 6.2. Het is echter niet nodig voor de rest van de studie om alle details van deze aanpak onder de knie te hebben. Je kan het simpelweg interpreteren als het aantal assets maar financieel gewogen ten opzichte van elkaar met een som van 100%. Het is dus niet noodzakelijk om met de absolute waarde van de assets te werken, het is de verhouding in waarde die bepalend is.

De volledige analyse die nu volgt, gebruikt telkens die **financieel gewogen assets** die **netfuncties** heten. Een analyse, uitgedrukt in technische assets is namelijk niet zinvol in het licht van deze tarievenstudie rond ToU en injectie. Naast de beschrijving van deze methodiek, gaan we in bijlage 6.2 ook dieper in op de manier waarop het Fluvius-netwerk is opgebouwd.

Herwerken we Figuur 5 naar Figuur 6 dan vervangen we het aandeel assets naar netfunctie en zien we een volledig ander beeld. Vooral injectie valt op en omvat goed het verschil tussen de twee aanpakken. Voor wind- en WKK-productie zijn er maar weinig assets gebouwd door Fluvius, maar die middenspanningsassets waren wel zeer duur. De middagpieken van PV uitgedrukt in assets reduceert sterk omdat die pieken voorkomen op het distributienet. Distributiecabines zijn ongeveer 20 keer goedkoper dan bijvoorbeeld een transformatorstation.



Figuur 6: Piekmomenten digitaal bemeten netfuncties in 2022 uitgedrukt in stemwaarde

We concluderen dat er tussen alle 8800 bemeten assets voldoende homogeen gedrag (=assets met een piek op hetzelfde moment) bestaat op het netwerk om eventueel te kunnen beschrijven met een ToU. Specifiek de winter valt op met een sterk uitgesproken avond- en ochtendpiek. We moeten assets wegen volgens hun financiële waarde om zinvolle analyses te maken over kostenreflectieve tarieven.

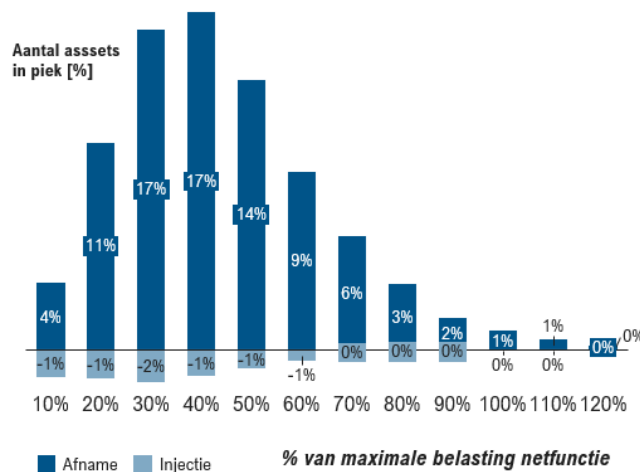
2.2 Is er potentieel om de pieken te reduceren?

Er is vandaag geen realistische technologie beschikbaar om seizoenen (opladen in de zomer en ontladen in de winter) te overbruggen en al zeker niet voor particulieren. Om impact met ToU te bekomen op toekomstige netinvesteringen, 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 al het verbruik over het uur voor en na de piek, dan reduceert de jaarpiek gemiddeld met 10%. Verlengen we die periode en verdelen we alle verbruik perfect gelijk over de 4 uur voor en 4 uur na de jaarpiek, dan reduceert de piek met zelfs 20%. In deze theoretische oefening krijg je dan een constante belasting over een periode van 8 uur. Enkel de hoogste piek reduceren zorgt er natuurlijk al snel voor dat de tweede hoogste piek de nieuwe hoogste piek wordt. Het is daarom begrijpelijk dat Fluvius in zijn methode om ToU te bepalen, niet enkel kijkt naar dé jaarpiek. Zie daarvoor hoofdstuk 3.4 .

We concluderen dat de Fluvius-assets vandaag voldoende scherpe pieken hebben op dagbasis om te kunnen afvlakken met technologie van vandaag zonder comfortverlies. Bij verdere elektrificatie moeten we er wel de nodige aandacht voor hebben dat dit overeind blijft.

2.3 Is het net momenteel in vermogen overbelast?

Zetten we de jaarpiek uit ten opzichte van de maximale capaciteit van de netfunctie, dan stellen we vast dat een merendeel van de assets nog voldoende capaciteit heeft. Figuur 7 toont de piekbelasting van afname (positieve y-as) en injectie (negatieve y-as) voor de verschillende types netfuncties.



Figuur 7: Piekbelasting netfuncties als % van de maximale nominale belasting van de netfunctie. Slechts 2% van de netfuncties komt met een belasting boven de 100% uit wat kortstondig geen probleem vormt.

In de komende jaren verwacht Fluvius een aanzienlijke toename van elektrificatie als gevolg van de energietransitie. Daardoor zal een significant deel van de netfuncties op piekmomenten overbelast zijn. Dat is een van de redenen van Fluvius om de komende jaren sterk in de capaciteit van het net te investeren. In ons investeringsplan, te raadplegen op onze website, rekent Fluvius

erop vanaf 2033 zeker over mitigerende maatregelen te kunnen beschikken om piekbelasting van de netfuncties mee beheersbaar te houden.

We concluderen dat het Fluvius net - vandaag – op enkele lokale uitzonderingen na – niet overbelast is. In de toekomst zal de belasting op het net toenemen, wat vanaf 2033 kan leiden tot een overbelasting van een significant deel van de netfuncties.

2.4 Lost de energiemarkt het piekprobleem op?

Bij variabele leveringscontracten rekent de elektriciteitsleverancier een prijs per kWh aan die gecorreleerd is met de spotmarktprijzen. Hierdoor wordt een prijssignaal aan de klant gegeven dat kan aanzetten om het gebruik te verplaatsen buiten de piekperiode. Op die manier zou de elektriciteitsmarkt de piekbelasting op het net vanzelf kunnen afvlakken. We hebben de invloed van dynamische retail-tarieven vandaag bekeken, en de verwachte impact in de toekomst.

2.4.1 Invloed van variabele retail-tarieven op de piekbelasting vandaag

Uit de studie van bestaande variabele retail-tarieven in België en andere Europese landen, concluderen we dat variabele retail-tarieven **vandaag** weinig impact hebben op de reductie van de piekbelasting om drie redenen:

1. **Te lage penetratiegraad** – Slechts een beperkt (c. 1000⁶) aantal mensen maakt gebruik van het variabel retail-tarief in België.
2. **De tarieven variëren weinig** - Als mensen voor een variabel tarief kiezen, is de verhouding piek versus daltarief te laag om hun consumptiegedrag te wijzigen.
3. **Ongelijke piekperiodes** – De marktpieken vallen niet altijd samen met de congestiepieken, maar zijn bepaald door verschil in vraag en aanbod van energie.

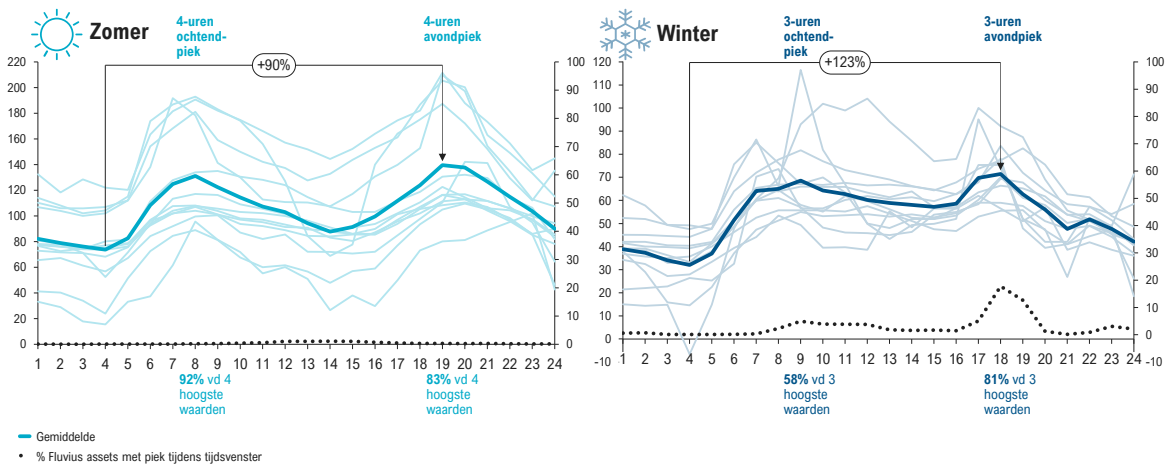
Er zijn casestudies voor België, het Verenigd Koninkrijk en Spanje uitgewerkt om deze punten te illustreren:

a. Case study 1: Engie Dynamic in Vlaanderen

In België was lange tijd Engie Dynamic het enige retail-contract met dynamische prijzen. Er zijn naar schatting slechts ca. 1000 dergelijke contracten in gebruik zijn in Q2 2023. De illustratie van deze contracten (Figuur 8) leidt tot de vaststellingen dat:

1. Het piek-dal ratio gemiddeld ongeveer 1,9 bedraagt, wat volgens Figuur 2 kan leiden tot een piekreductie van ongeveer 5%
2. De piekperiodes van de retail-prijs grotendeels samenvallen met de piekperiodes op het Fluvius-net (cf. Figuur 5)

⁶ Mijnergie.be

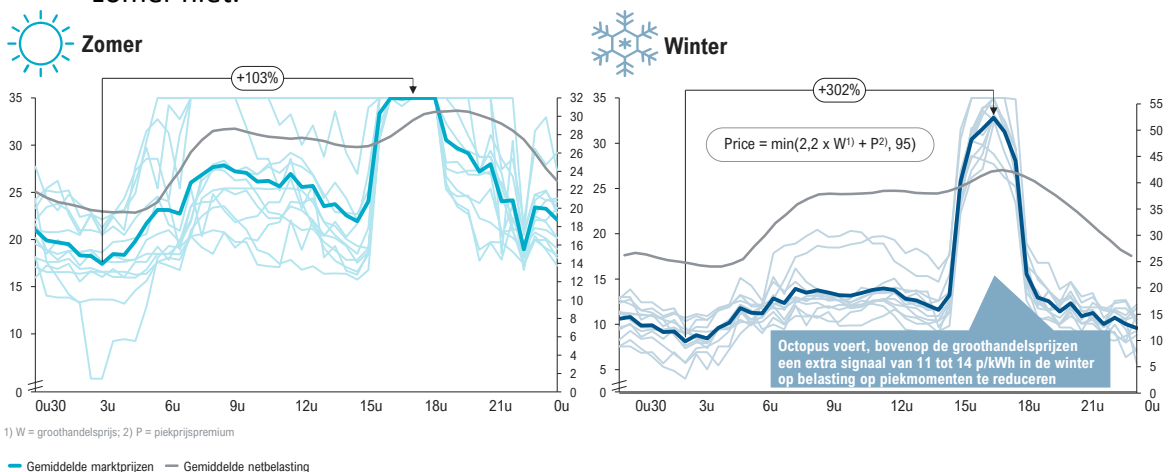


Figuur 8: prijzen Engie Dynamic zomer en winter 2021 op dinsdag. In de dunne lijntjes de individuele dagen en in de donkeren lijn het gemiddelde

b. Case study 2: Octopus Energy in het Verenigd Koninkrijk

In het Verenigd Koninkrijk biedt onder andere Octopus Energy een dynamisch retail-tarief (Octopus Agile) aan. We stellen vast dat:

1. Het piek-dal ratio gemiddeld ongeveer 2 bedraagt in de zomer, en ongeveer 4 in de winter door een artificiële verhoging tijdens de avondpiek.
2. Tijdens de winter vallen piekprijzen samen met de belastingpiek op het net, tijdens de zomer niet.



Figuur 9: Prijzen Octopus Agile zomer en winter 2021 op dinsdag [p/kWh; MW]

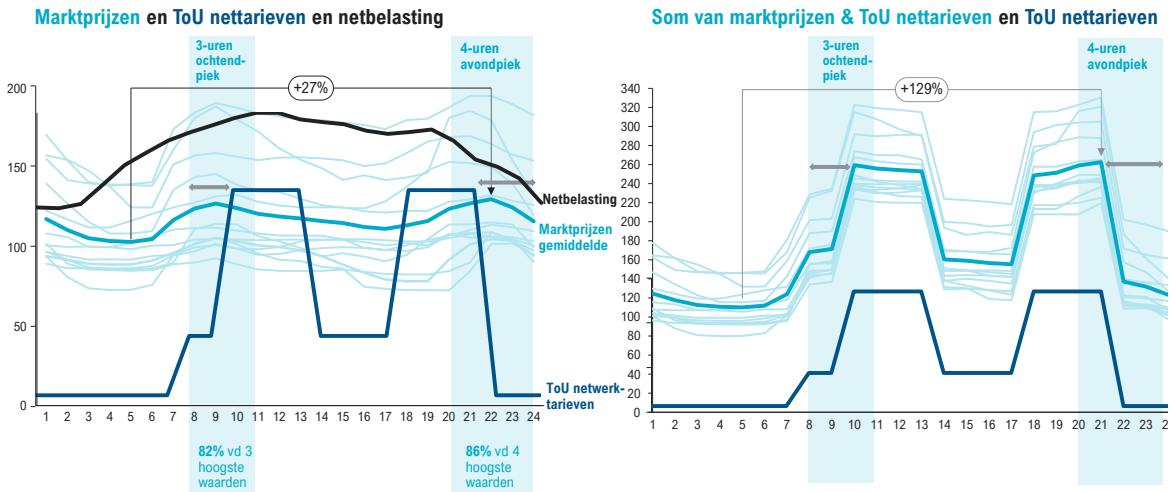
c. Case study 3: dynamische retail-tarieven in Spanje

De Spaanse case is uiterst relevant, omdat hier dynamische retail-contracten gecombineerd worden met tijdvariërende nettarieven, en de wisselwerking tussen beide mechanismen geanalyseerd kan worden. We stellen dat:

1. De retail-prijzen relatief weinig variëren gedurende de dag, waardoor het gemiddelde piek-dal ratio in de zomer slechts 1,27 bedraagt tegenover 1,55 in de winter (cf. linkerkant van Figuur 10)
2. Het piek-dalratio toeneemt tot gemiddeld c. 1,29 in de zomer en c. 1,16 in de winter als ook het effect van de tijdvariërende nettarieven in rekening wordt genomen.

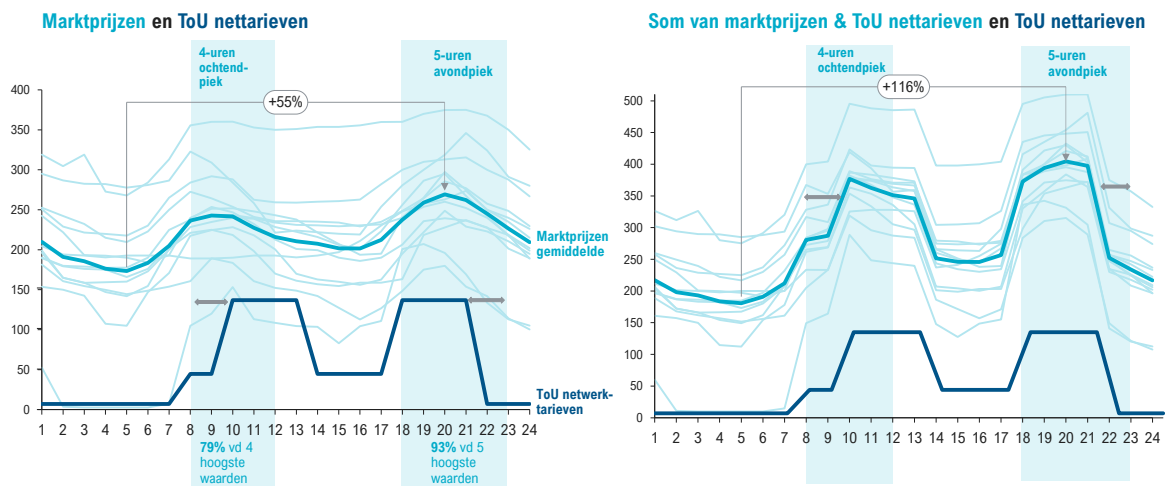
3. De piek van de marktprijs valt vaak naast de piek van de nettarieven wat erop wijst dat de markt en nettarieven elkaar in zekere zin tegenwerken. Dat kan gedeeltelijk verklaard worden door de verschuiving van het verbruik naar tijdstippen buiten het ToU venster.

 Zomer



Figuur 10: Prijzen OMIE & ToU nettarieven winter 2021 op dinsdag [EUR/MWh]

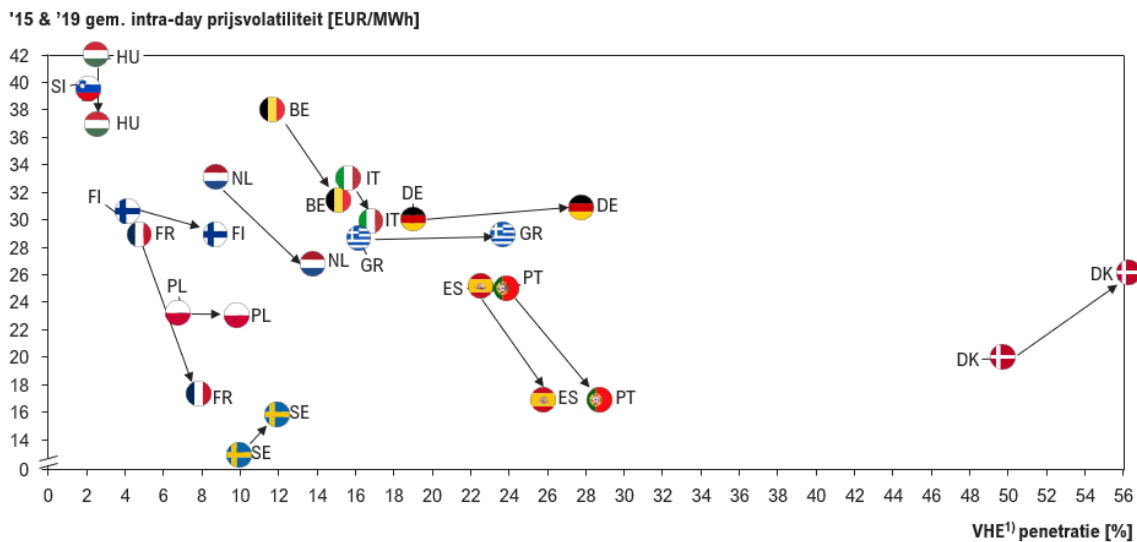
 Winter



Figuur 11: Prijzen OMIE & ToU nettarieven zomer 2021 op dinsdag [EUR/MWh]

2.4.2 Verwachte invloed van variabele retail-tarieven op de piekbelasting in de toekomst

Uit analyse van historische spotmarktprijzen blijkt dat prijsvolatiliteit niet noodzakelijk stijgt met stijgende penetratie van wind- en zonne-energie, zie Figuur 12. Deze analyse suggereert dat de prijsvolatiliteit voor toekomstige retail-prijzen niet noodzakelijk zal toenemen als gevolg van een hogere penetratie van variabele hernieuwbare energie. Dit betekent dat we niet kunnen rekenen op een grotere piek-dal verhouding in dynamische retail-prijzen en bijgevolg een grotere verschuiving van elektriciteitsgebruik naar periodes buiten de piekperiodes.



Figuur 12: Prijsvolatiliteit in functie van de penetratiegraad van variabele hernieuwbare energie (VHE) in 2015 en 2019^{7, 8}

Ook in de literatuur is het verband tussen een sterke aanwezigheid van hernieuwbare energie en hoge volatiliteit van groothandelsprijzen niet eenduidig, zie overzicht in Figuur 13. In sommige onderzoeken wordt dit verband bevestigd, in andere onderzoeken niet. Er kunnen we vier dempende factoren worden geïdentificeerd (als ze aanwezig zijn in een land) die de extra volatiliteit, geïntroduceerd door variabele hernieuwbare energie, beperken. Een overzicht van de vier dempende factoren en hun toepasbaarheid op de Belgische energiemarkt is geïllustreerd in Figuur 14.

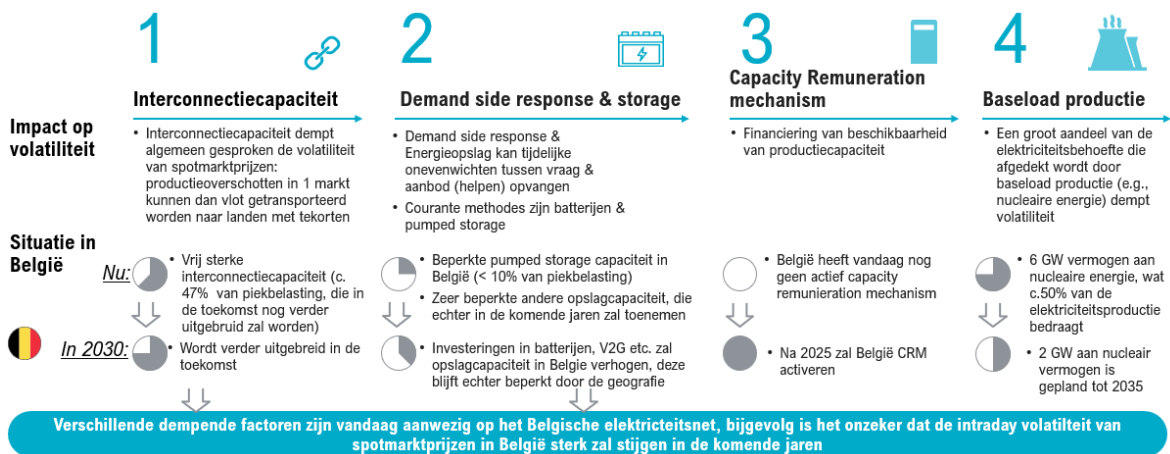
| Auteur | Titel | Scope | ☀️ | 🌪️ |
|-------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------|----|----|
| Mwampashi et al. | Wind generation and the dynamics of electricity prices in Australia | 🇺🇸 | ➡️ | ➡️ |
| Rai et al. | On the impact of increasing penetration of variable renewables on electricity spot price extremes in Australia | 🇺🇸 | ➡️ | ➡️ |
| Horta et al. | The effect of Variable Renewable Energy Sources on Electricity Price Volatility: The case of the Iberian market | 🇪🇸 🇵🇹 | ➡️ | ➡️ |
| IMF | Chasing the Sun and catching the wind: Energy Transition and Electricity Prices in Europe | 🇪🇺 | ➡️ | ➡️ |
| Rintamäki et al. | Does Renewable Energy Generation Decrease the Volatility of Electricity Prices? An Analysis of Denmark and Germany | 🇩🇰 🇩🇪 | ⬅️ | ⬅️ |
| Gerasimova et al. | Electricity price volatility: its evolution & drivers | 🇳🇴 🇫🇮 🇩🇰 | ➡️ | ➡️ |
| Tselika et al. | The impact of variable renewables on the distribution of hourly electricity prices and their variability: A panel approach | 🇩🇰 🇩🇪 | ⬅️ | ➡️ |
| Maniatis et al. | The impact of wind and solar power generation on the level and volatility of wholesale electricity prices in Greece | 🇬🇷 | ⬅️ | ➡️ |

➡️ Positieve correlatie ➡️ Geen correlatie ⬅️ Negatieve correlatie

Figuur 13: Selectie van relevant onderzoek over het eventuele verband tussen spotmarktprijsvolatiliteit en penetratie van variabele hernieuwbare energie

⁷ Data: ember-climate, analyse: Roland Berger

⁸ Penetratiegraad (uitgedrukt in %) is de verhouding van de totale elektriciteitsproductie door zonne- & wind-energie in een jaar tot de totale elektriciteitsproductie in dat jaar



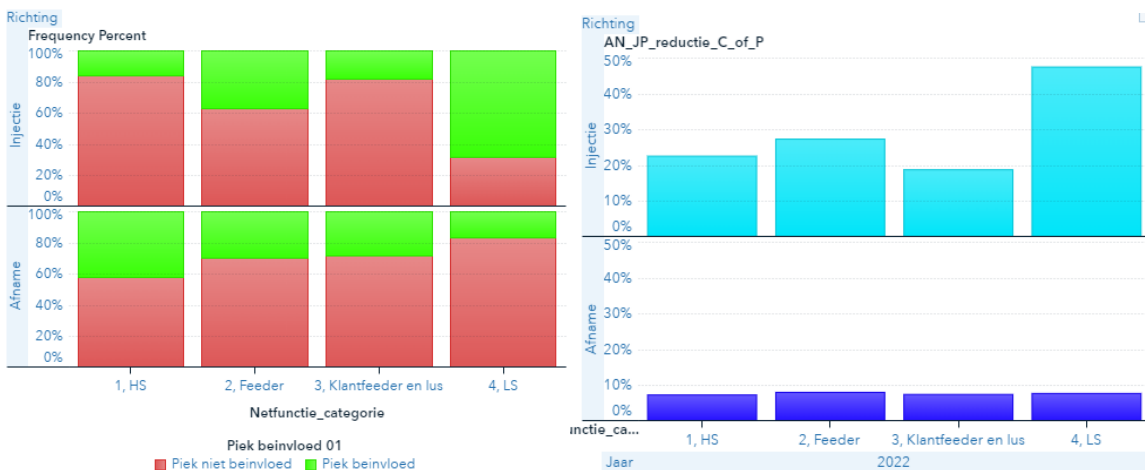
Figuur 14: Overzicht dempende factoren in Vlaanderen

We concluderen dat dynamische retail-tarieven vandaag en in de toekomst weinig invloed hebben op de piekbelasting door beperkte adoptiegraad, beperkte piek-dalverhouding en een gebrekkige alignering (zeker op jaarbasis) van de marktpiek met de piekbelasting van het net.

2.4.3 Decentrale productie kan afnamepieken reduceren en consumptie kan injectiepieken reduceren. Maar vallen die samen?

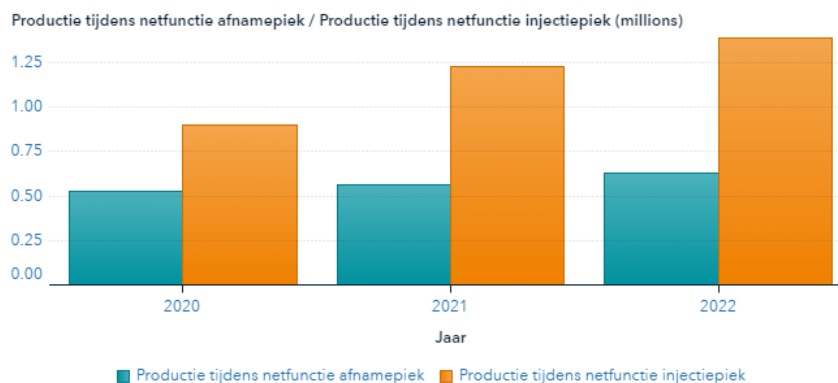
Als de decentrale productie op het juiste moment en op de juiste locatie produceert, kan dat de jaarpiekafname reduceren. Op transformatorstations, de hoogste assets in ons net, heeft 40% een jaarpiekafname terwijl er decentrale productie actief is. Dat cijfer is vrij hoog ten gevolge van de combinatie van technologieën die daaronder vallen. Het is eerder uitzonderlijk dat er geen enkele productie is door WKK, wind, zon, waterkracht, ... Daarom is het belangrijker hoe groot de reductie is. Op de netfuncties waarvan de jaarpiek afname lager is door decentrale productie, is die lager dan 10% en standvastig over de verschillende niveaus.

Bij injectie zien we een omgekeerd beeld. De assets op lager spanningsniveau met injectiepiek zijn veel vaker en veel meer beïnvloed door consumptie. Gemiddeld zijn injectiepieken van het netwerk 25% lager ten gevolge van consumptie op hetzelfde moment.



Figuur 15 Links: Aandeel assets in groen waarvan hun piekwaarde door consumptie of productie beïnvloed is. Enkel voor die assets is recht af te leiden hoeveel minder hun afname of injectiepiekwaarde is in 2022.

Die resultaten zijn positief voor Fluvius, maar als we kijken naar de trendlijn over de drie onderzochte jaren, stellen we een verontrustende trend vast. Ondanks dat er in deze drie jaren veel productie is bijgekomen, is die productie niet actief gebleken tijdens afname jaarpieken van onze assets. Met andere woorden, nieuwe decentrale productie produceerde ofwel op het verkeerde moment ofwel op de verkeerde plaats (vanuit een zeer eng distributienetwerkstandpunt dat geen rekening houdt met urbanisatie). Die verkeerde plaats zorgt ervoor dat assets die al een injectiejaarpiek hadden, nu nog meer productie moeten verwerken. Hun injectiepiek stijgt nog verder. Een concreet voorbeeld? Een extra windmolen bijplaatsen in een bestaand windmolenpark.



Figuur 16 De opgetelde productie in het kwartier dat onze netassets hun hoogste jaarpiek hadden. (optelsom is asynchroon, dus niet noodzakelijk op hetzelfde moment) Opgedeeld naar assets met ofwel een injectiejaarpiek ofwel afnamejaarpiek.

We concluderen dat decentrale productie (zon, wind, wkk) afnamepieken kan reduceren, maar dat het maximale potentieel al is opgebruikt met uitzondering van specifieke locaties. Consumptie tijdens injectiepieken lijkt wel wijdverspreid en werkt goed om injectiepieken te reduceren. Misschien kunnen we dit effect nog versterken via ToU. We deden geen uitspraak over opslag door het lage opgesteld vermogen.

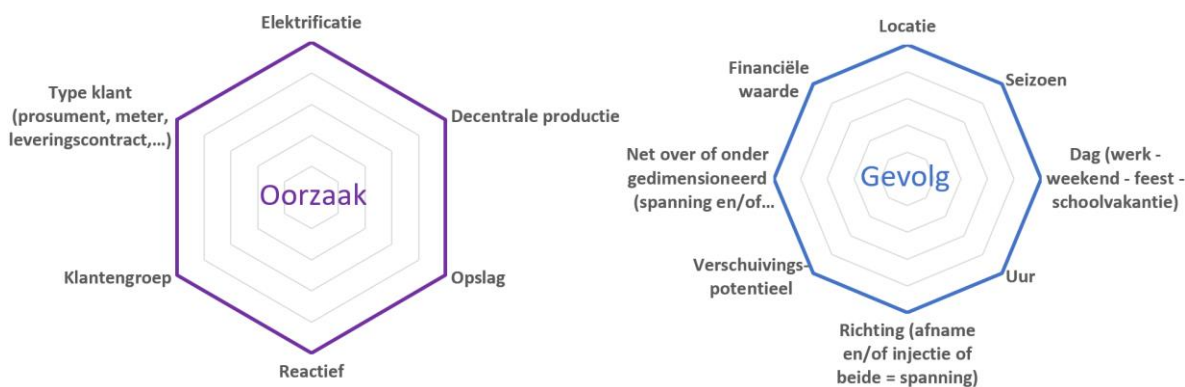
3 Keuze van ToU

In het vorige hoofdstuk stelden we vast dat ToU zinvol kan zijn voor Vlaanderen en dat de natuurlijke marktontwikkeling naar meer dynamische contracten en meer decentrale productie de piekconcentratie niet automatisch zal oplossen. In dit hoofdstuk gaan we concreet op zoek naar een schema dat kan gebruikt worden in Vlaanderen. In een eerste fase kijken we enkel naar historische data. Daarbij komen geen assumpties aan te pas en kan dus een uitspraak over kostenreflectiviteit volgen. In de tweede fase proberen we de toekomst in te schatten. De toekomst van de energietransitie is er een met veel onzekerheden. Daarom beperken we ons enkel tot een onderzoek dat beoordeelt of het tijdschema met historische data blijft standhouden in de toekomst.

We bekijken eerst op welke assen een beoordeling van ToU moet gebeuren en bespreken vervolgens elke as in detail.

3.1 Oorzaak – gevolg schema van elke netfunctie.

Overlopen we een simpele oorzaak-gevolg-logica voor elke netfunctie van Fluvius, dan zien we volgende impact.



Vanuit de blik van de klant, is het gevolg van collectief verbruik dat er een piek ontstaat op een van de diverse Fluvius netfuncties. Naast de waarde in kW zijn ook volgende relevant:

1. **Locatie:** een piek in Antwerpen is niet hetzelfde als een piek in De Panne. Vandaag kunnen we enkel een onderscheid maken op basis van DNB.
2. **Tijd:** We onderzoeken de statische tijdsvariabelen en een correlatie met meteorologische data (warm, koud, zonnig, ...) of marktdata (prijs hoog of laag)
 - 2.1. Welk seizoen?
 - 2.2. Welke dag (werkdag, weekend, feestdag, schoolvakantie of niet)?
 - 2.3. Welk tijdstip?
3. **Richting:** afname of injectie
4. **Verschuivingspotentieel:** Is de piek een scherpe piek omringd door weinig verbruik? Of is het eerder een plateau? Een scherpe piek kan gereduceerd worden door slechts enkele uren te schuiven. Een lang plateau is veel moeilijker.

5. In absolute cijfers zegt een piek in kW niet zoveel. We vergelijken telkens met de maximale capaciteit toegelaten op de netfunctie. Die maximale capaciteit is zowel bepaald door stroom als door spanningskwaliteit.
6. **Financiële waarde:** Het is noodzakelijk die financieel gewogen waarde van elk asset mee te nemen. We werkten een soort cijnskiesstelsel uit: de piek van duurere assets zal meer meewegen in onze keuze om een bepaald tijdstip te nemen dan pieken van goedkopere netfuncties. Zie specifiek bijlage 6.2 om dit systeem in detail te begrijpen.

We bespreken nu elke as in detail.

3.2 Dimensie tijd

3.2.1 Kan de tijdsdimensie van afnamepieken voorspeld worden?

Als we voor een ToU-model kiezen, is het primordiaal dat pieken voorspelbaar zijn om een maatschappelijke baat te creëren. Is dat niet mogelijk, dan kan een klant niet correct geïncentiveerd worden om pieken te vermijden. Er werd een supervised machine learning model gebouwd dat de momenten (dagen en uren) waarop de piekbelasting op het Vlaamse net plaatsvindt, voorspelt. Dit model werd getraind op basis van een selectie van historische data, waarna de kracht van het model werd geverifieerd op basis van andere historische data. Het machine learning model voorspelt de *afhankelijke variabele* (het aantal netfuncties die een piekbelasting bereikt op een bepaald tijdstip) op basis van *onafhankelijke variabelen* zoals het tijdstip van de dag, seizoen, spotmarktprijs, en dergelijke.

Er zijn twee groepen van machine learning modellen gebouwd:

Groep 1: Drie modellen om op dagbasis de piekbelasting op het net te voorspellen:

Model 1.1: baseert zich op spotmarktprijzdata, temperatuurgegevens en de tijd van het jaar ((elektrisch) seizoen, type dag, en dergelijke)

Model 1.2: baseert zich enkel op temperatuurgegevens en de tijd van het jaar ((elektrisch) seizoen, type dag, en dergelijke)

Model 1.3: baseert zich enkel op het type dag ((elektrisch) seizoen, type dag, en dergelijke)

Groep 2: Drie modellen om op uurbasis de piekbelasting op het net te voorspellen:

Model 2.1: baseert zich op spotmarktprijzdata, temperatuurgegevens en de tijd van het jaar (uur, weeknummer, maand, (elektrisch) seizoen, type dag (weekend en/of schoolvakantie en/of feestdag))

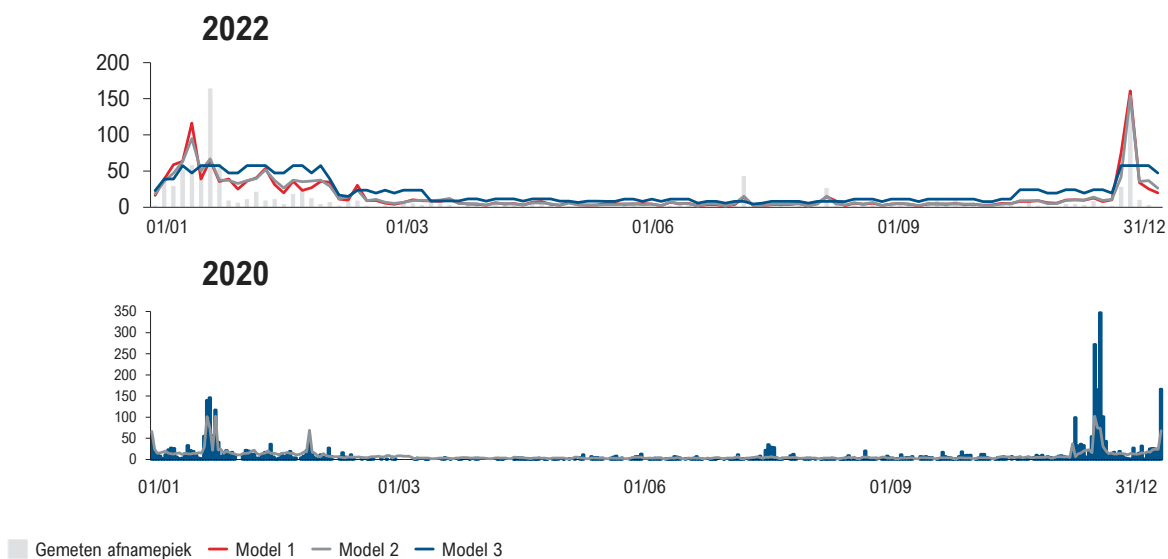
Model 2.2: baseert zich enkel op temperatuurgegevens en de tijd van het jaar (uur, weeknummer, maand, (elektrisch) seizoen, type dag (weekend en/of schoolvakantie en/of feestdag))

Model 2.3: baseert zich enkel op de tijd van het jaar (uur, weeknummer, maand, (elektrisch) seizoen, type dag (weekend en/of schoolvakantie en/of feestdag))

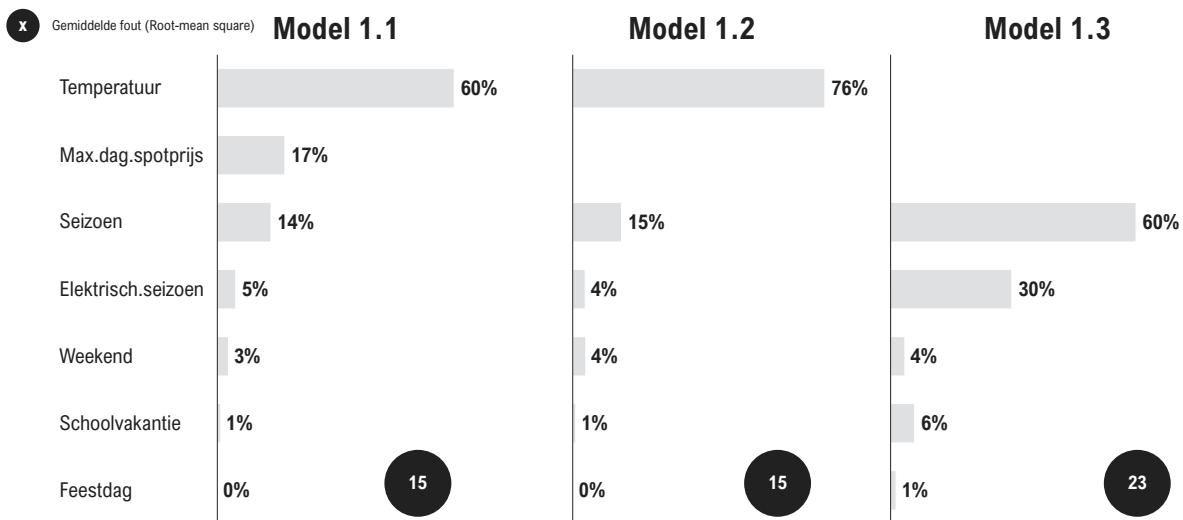
Alle modellen werden getraind met geobserveerde data van 2022.

De performantie van **groep 1** wordt geïllustreerd door **Figuur 17****Error! Reference source not found.** De analyse van het belang van de onafhankelijke variabelen, geïllustreerd door **Figuur 18**, geeft een aantal belangrijke inzichten:

- De modellen bevestigen het belang van temperatuurinformatie om de piekbelasting op het Vlaamse net te voorspellen.
- Spotmarktprijsinformatie is ook belangrijk, hoewel de performantie van model 1 en 2 vergelijkbaar is.
- Model 3 is echter het enige model dat zich enkel baseert op data die ex-ante beschikbaar is. Analyseren van model 3 is dan ook interessant om statische ToU-tijdstippen voor te stellen:
 - » (Elektrisch) Seizoen is een belangrijke factor voor de voorspelling van het aantal pieken op het net.
 - » Het type dag (weekend versus weekdag), het feit of de dag in de schoolvakantie valt of daarbuiten, en feestdag of niet, is niet zo belangrijk voor de voorspelling.



Figuur 17: Illustratie van de performantie van de modellen in Groep 1: beide grafieken tonen het gemeten aantal afnamepieken versus het voorspelde aantal afnamepieken door elk van de drie modellen. Voor 2022 wordt een selectie van de dagen getoond, omdat de overige data als trainingsdata werden gebruikt. Voor 2020 worden alle dagen getoond.

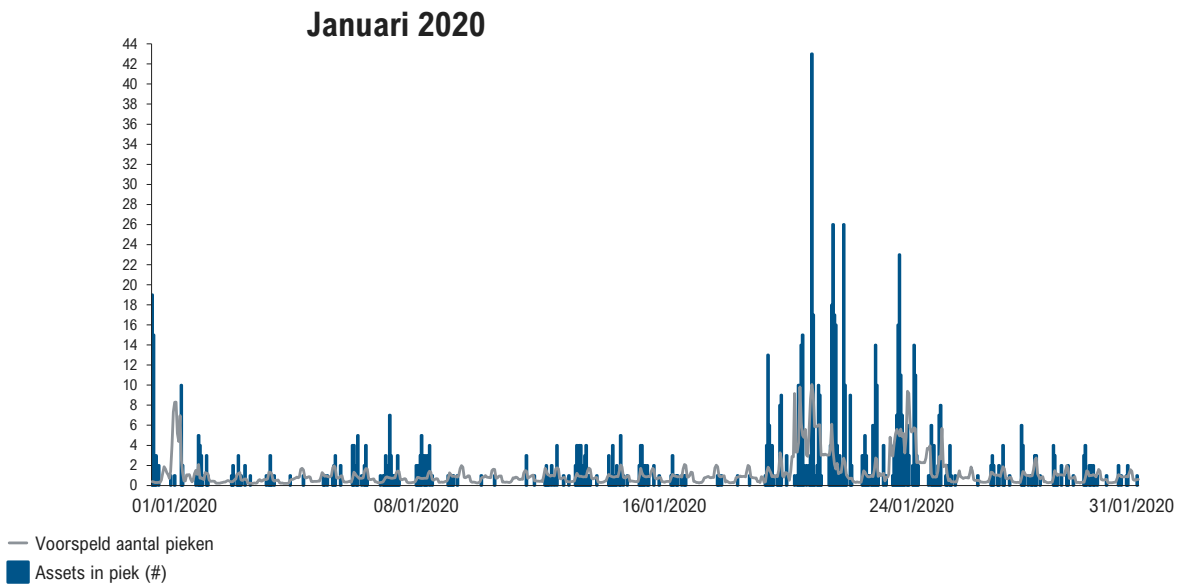


Figuur 18: Analyse van het belang van de onafhankelijke variabelen voor de drie modellen in Groep 1

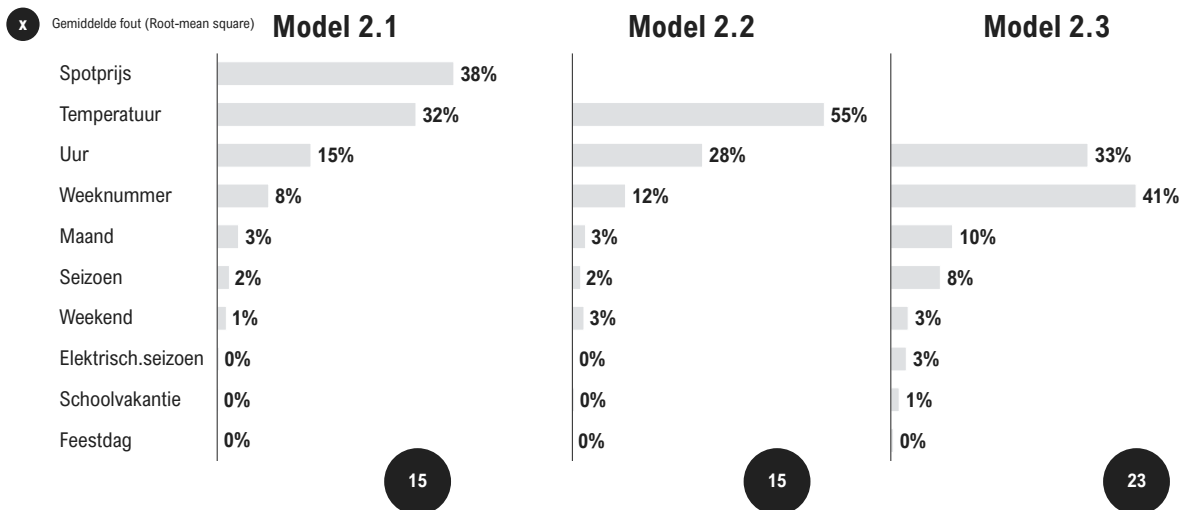
De performantie van **groep 2** wordt geïllustreerd op Figuur 19. Figuur 18 bevestigt dat de spotprijs een goede indicator is om piekgebruik op het net te voorkomen. Temperatuur komt ook sterk naar voor.

Model 2.3 werkt enkel met data die ex-ante bekend zijn waaruit blijkt dat:

- *Uur* een belangrijke voorspellende factor is. Dat ondersteunt de hypothese van een duidelijke ochtend- & avondpiek.
- *Weeknummer, maand en (elektrisch) seizoen* worden vervolgens gebruikt. Het lijkt erop dat ons model graaddagen (rollende gemiddelde temperatuur) opnieuw uitvindt. Een aaneensluitende periode van koude zal tot meer verbruik leiden dan één uitzonderlijke dag, omdat gebouwen typisch een bepaalde traagheid kennen bij afkoeling. We hadden graaddagen doelbewust niet meegegeven aan ons model, omdat dit een complexe variabele is die doorsnee burgers niet kennen of kunnen consulteren. Bovendien komen zeer koude dagen typisch geclusterd voor, waardoor het aandeel weeknummer eerder beperkt is.
- Tot slot wordt ook het *type dag* in beschouwing genomen.



Figuur 19 Voorspelde piekbelasting op basis van Machine Learning Model op een uur-per-uur basis. De grafiek toont het aantal assets dat piekbelasting bereikt per uur tussen 1/1/2020 en 31/1/2020, en vergelijkt dit met het voorspelde aantal netfuncties dat piekbelasting bereikt in dezelfde periode. Om grafische redenen, wordt enkel de voorspelling van model 1 getoond.



Figuur 20: Analyse van het belang van de onafhankelijke variabelen voor de drie modellen in Groep 2

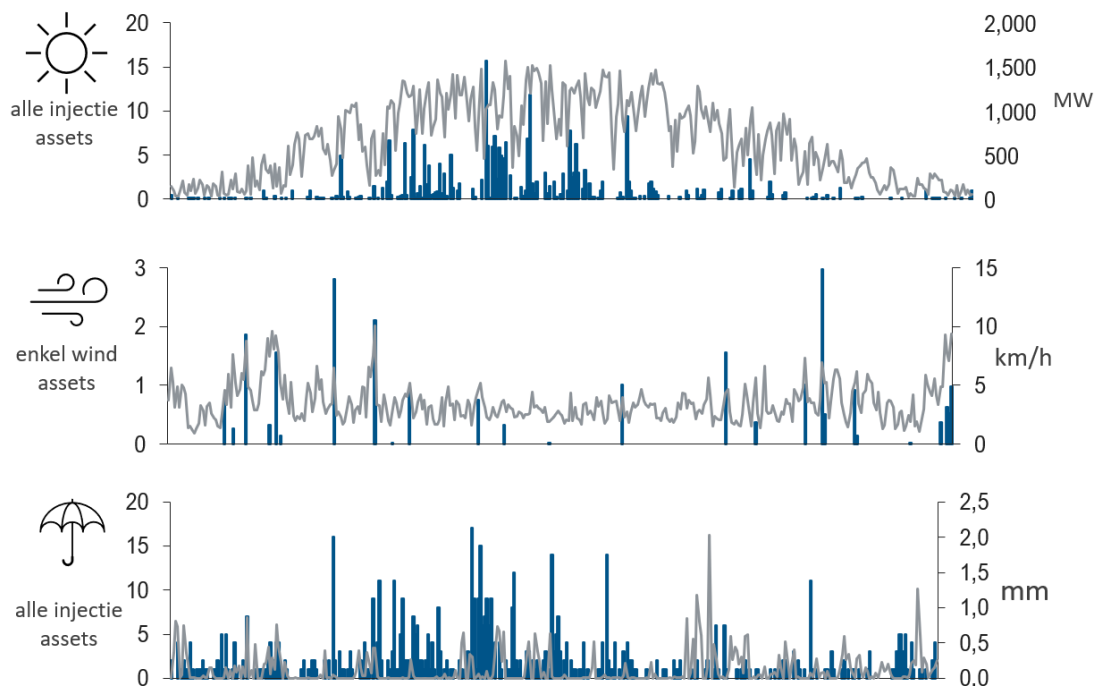
3.2.2 Kan de tijdsdimensie van injectiepieken voorspeld worden?

Productie voorspellen op de productiemeter van klanten is kinderspel. Veel wind zal de Vlaamse windmolens harder doen draaien en als de zon schijnt werken onze zonnepanelen beter dan als het bewolkt is...

Injectie op het distributienetwerk is echter een stuk moeilijker. Een windmolenpark aangesloten op een transformatorstation dat ook residentiële en industriële klanten bedient, kan mogelijks al productie zien verdwijnen in de consumptie. Het hoogspanningsnet zou op dat moment als het

ware niet gebruikt worden, de meter zal een 0-waarde registreren. Neem het voorbeeld waar de wind later gaat liggen, maar de consumptie val niet weg. Dan zal de injectiepiek genoteerd door die netfunctie vallen bij lage windsnelheid.

Kortom, injectiepieken zijn een wisselwerking tussen productie en consumptie. Ons model toont vandaag aan dat de injectiepieken niet voorspeld kunnen worden. De hoofdreden is de onvoorspelbaarheid van de consumptie. We visualiseren de grafieken tussen enkele meteorologische gegevens en de netimpact voor injectie waaruit de willekeurigheid in een oogopslag zichtbaar is.



Figuur 21 netbelasting en enkele weersvariabelen

We concluderen dat afnamepieken voorspelbaar zijn en dat temperatuur en uur de belangrijkste drivers zijn. Injectiepieken zijn vandaag niet voorspelbaar. In onderstaande oefening werken we dus enkel verder op afname.

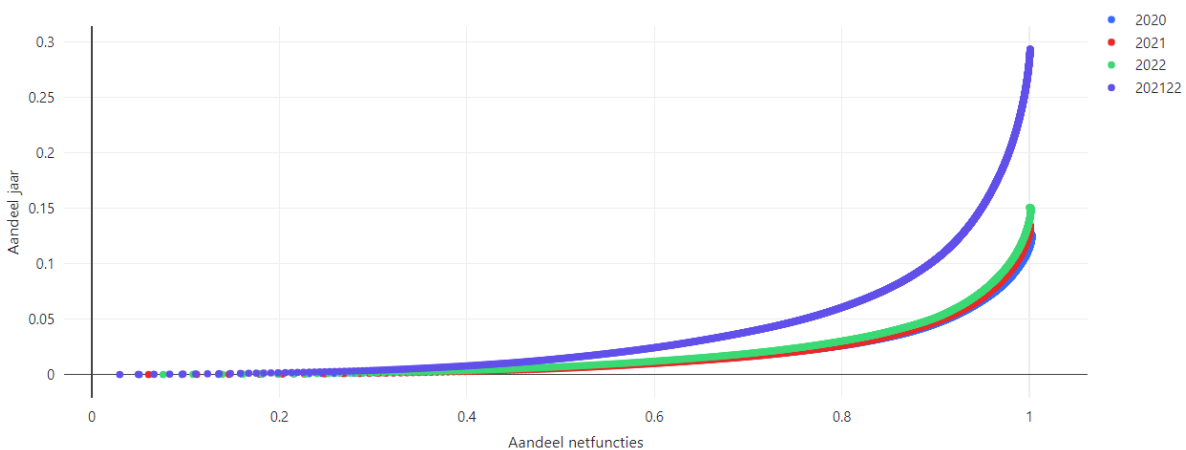
3.2.3 Perfect voorspeld dynamisch model (theoretisch)

Zetten we de pieken op alle bemeten Fluvius netfuncties in 2020, 2021 en 2022 in Figuur 22 uit, dan stellen we vast dat elk jaar zich vrij gelijkaardig gedraagt. En dat ondanks de corona- pandemie met veel thuiswerk, de post-coronaperiode met hoge energieprijzen en ten slotte de energiecrisis na de inval van Rusland in Oekraïne. In een jaar zijn er ongeveer 8800 uren, (365 dagen van 24uren). Slechts in 15% van een jaar zijn er Fluvius-assets die hun individuele jaarpiek hebben. Dat betekent dat in 85% van de tijd geen enkele asset zijn individuele jaarpiek heeft. In die 85% van de tijd is het niet kostenreflectief en is er geen maatschappelijke baat om te reduceren in collectief piekgedrag, omdat die momenten niet bepalend zijn voor een investeringsbeslissing van Fluvius.

Merk het niet lineaire gedrag aan het einde van de curve op. Als we maar 80% van de netfuncties in scope nemen, dan blijkt dat die al in 3% van de tijd kunnen omvat worden. Je moet de ToU al vijf keer langer maken om tot 100% te komen in 15% van de tijd.

Hoe komt dat? We sorteerden de grafiek zo, om zoveel mogelijk netfuncties in een zo kort mogelijke tijd te omvatten. De netfuncties rechts in Figuur 22 zijn netfuncties met een jaarpiek afwijkend van de gemiddelde netfuncties in Vlaanderen. Bijvoorbeeld een melkfabriek genereert op een middenspanningassets systematisch een jaarpiek om 3uur 's nachts.

De netfuncties links en in het midden op Figuur 22 zijn de assets met hun piek bijvoorbeeld op een koude winteravond om 18 uur s 'avonds. De ideale ToU high bevat zoveel mogelijk assets in een zo kort mogelijk tijd. De ideale ToU low duurt lang en bevat bij voorkeur geen enkele asset die piekt in de low periode.



Figuur 22 Dynamische piekbelasting. Op de x-as alle netfuncties en op de y-as hoeveel tijd in het jaar dynamisch nodig is om hun pieken te beschrijven.

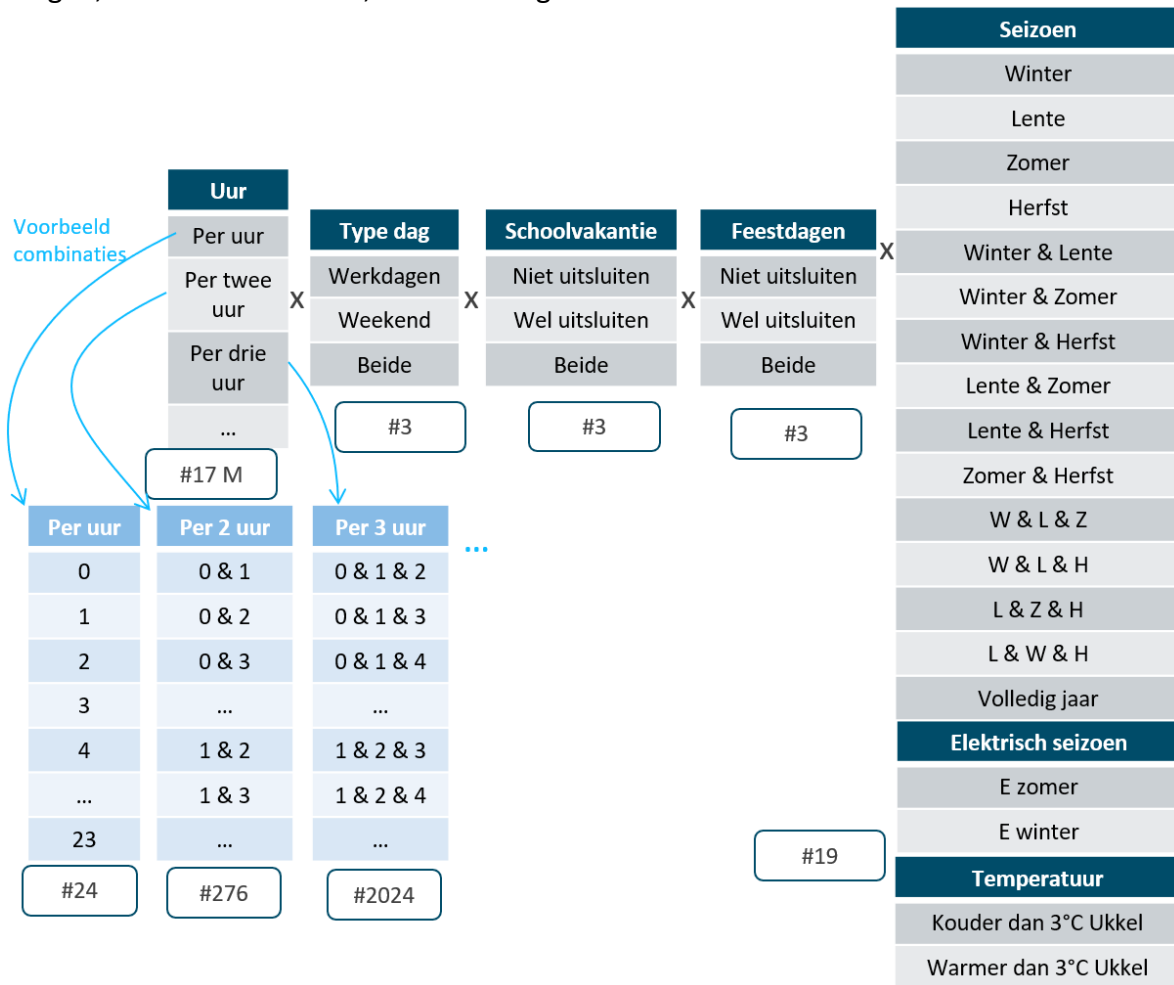
Bovenstaande grafiek is gebaseerd op historische data en vereist een perfect (real time) voorspellingsmodel om die ToU in de praktijk te brengen. Dat laatste is vandaag niet realistisch, omdat ons beste model uit het vorige hoofdstuk een R^2 van 0,15 heeft. Dat is te hoog om voor alle assets een real time model uit te werken, maar wel voldoende laag om de belangrijkste variabelen in kaart te brengen.

We gebruiken de curves uit Figuur 22 om de werkbare ToU voorstellen uit volgend hoofdstuk te beoordelen op hun kwaliteit.

3.2.4 Werkbare ToU- modellen

Gegeven de verwachte klantweerstand, inkomstenonzekerheid van Fluvius en implementatie moeilijkheden in de markt, heeft een niet volledig dynamisch systeem de voorkeur. Een werkbaar ToU-model (statisch of dynamisch) is een model waarbij het tijdsvenster waar pieken vallen, om te zetten is in voor burgers begrijpbare tijdsaanduiding zoals 's morgens, weekend, schoolvakantie of seizoen.

Zetten we alle mogelijk combinaties uit in Figuur 24, dan krijgen we 8,7 miljard mogelijke ToU-combinaties. Een van die combinaties zou bijvoorbeeld kunnen zijn: 17 uur en 18 uur op werkdagen, met schoolvakantie, met feestdagen in de winter.



Figuur 23 Alle combinaties nodig om een statisch en dynamisch (temperatuur) ToU model te parametriseren.

Die combinaties moeten we toepassen op de vier klantengroepen, tien DNB's + totaal Vlaanderen, voor zowel afname als injectie. Om de voorspelbaarheid te garanderen werken we bovendien met 2020, 2021, 2022 en de combinatie van deze drie jaren en dat voor high en low. In totaal krijgen we zo'n 5 biljoen combinaties die we hieronder overzichtelijk proberen voor te stellen.

LS + enkel 2022 + ToU high + Vlaanderen

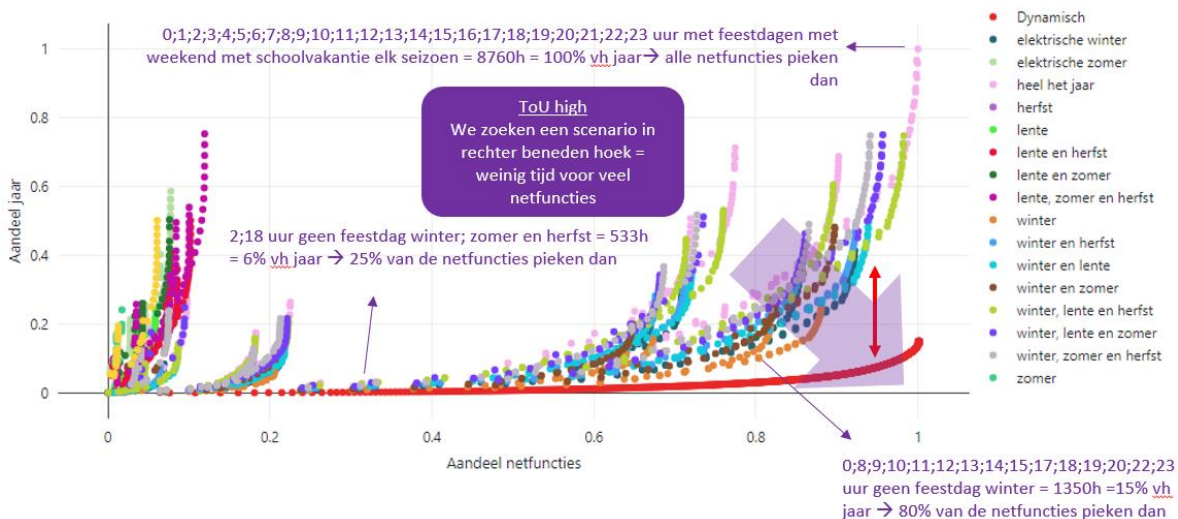
Elk puntje op onderstaande grafiek is een ToU-combinatie zoals in Figuur 23 beschreven. Het is niet overzichtelijk om de 8,7 miljard punten te visualiseren. Daarom filteren we op de punten per aandeel jaar het meest naar rechts. **Een ideaal ToU voorstel is een punt dat op de efficiënt frontier (de ToU-combinaties het dichtst bij de dynamische curve) ligt.** Is de afstand tussen het optimale perfecte dynamisch model en het bevattelijke statisch model te hoog? Dan incentivieren we uren op het jaar waar er in werkelijkheid geen assets in pieken. Dat is niet kostenreflectief en heeft geen maatschappelijke baat, wel in tegendeel, het kan daarmee marktverstrend werken. Ter illustratie is voor drie punten de volledige beschrijving meegegeven.

Bekijken we opnieuw het punt dat 80% van de assets beschrijft in Figuur 24, dan konden we dat dynamisch met 3% van de tijd. In de statische combinaties komt het meest optimale statische model uit op 15% van de tijd. De statische combinatie 80% assets met de minste tijd is:

- a) Uren: 0;8;9;10;11;12;13;14;15;17;18;19;20;22;23
 - b) Geen feestdag
 - c) Met weekend
 - d) Winter
- = 1350h =15% van het jaar

Het ideale dynamische tarief is echter vijf keer zo efficiënt, want dat heeft maar 3% van de tijd nodig om 80% van de pieken te beschrijven. Dat komt omdat het dynamische systeem elke dag enkel de uren meeneemt waarop het net piekt en niet een vastgelegd uurschema heeft voor elke dag binnen het volledige seizoen.

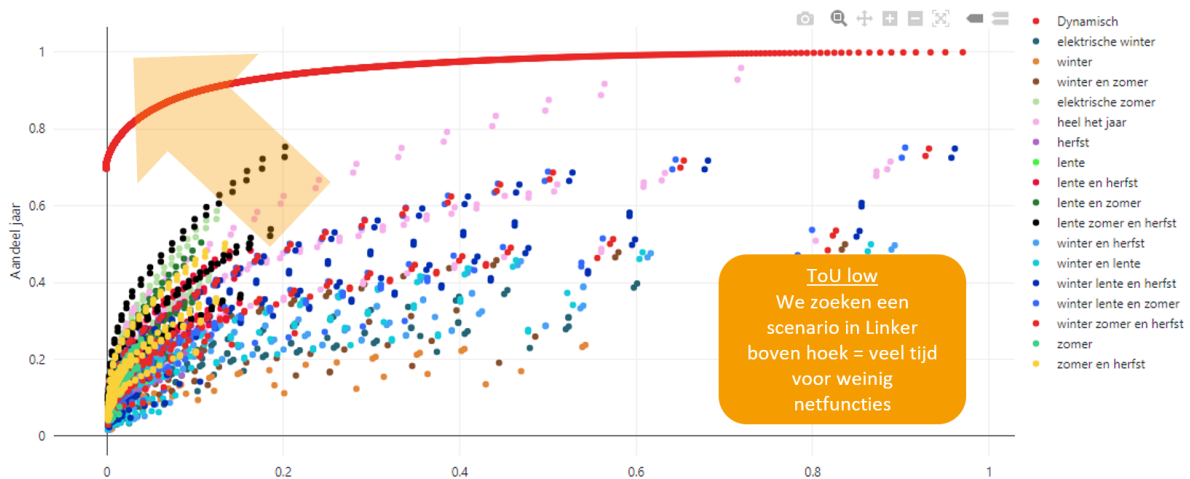
Als we 100% van de assets willen omvatten met een statisch ToU signaal, moeten we 100% van de tijd incentiveren (Captar 1) waar er in werkelijkheid via een dynamisch systeem maar 15% van de tijd nodig is. Als voorbeeld om dit uit te leggen, nemen we opnieuw de ene asset die piekt om 3uur 's nachts ten gevolge van de activiteiten van één middenspanningsklant. Het dynamisch systeem zal enkel de ene dag met de 3uur-piek opnemen, terwijl het statische systeem elke dag (dus 365 keer) 3 uur zal moeten opnemen.



Figuur 24 zelfde figuur als Figuur 22, maar de statische combinaties voor ToU high werden toegevoegd. Bij drie statische combinaties is telkens de x en y waarde vermeld. In tijdscombinatie zal x% van de netfuncties pieken in y% van de tijd.

LS + de voorbije drie jaar + ToU low + Vlaanderen

Dezelfde oefening kunnen we ook maken voor ToU low. Dezelfde grafiek is daarvoor bruikbaar, maar we filteren de 8,7 miljard ToU-combinaties nu af naar links met andere woorden zo weinig mogelijk assets voor een zo lang mogelijke tijd.



Figuur 25 zelfde als hierboven, maar om een ToU low te bepalen. We filteren de combinaties naar zo veel mogelijk tijd voor zo weinig mogelijk netfuncties

Het eerste wat opvalt is dat de dynamische curve gespiegeld loopt aan die bij afname in Figuur 24. Dat is logisch, want we visualiseren dezelfde informatie, maar omgedraaid. In ToU high konden we zien dat bij 80% netfuncties, 5% van de tijd nodig is. Dat is hetzelfde als stellen dat in 95% van de tijd slechts 20% van de netfuncties vallen.

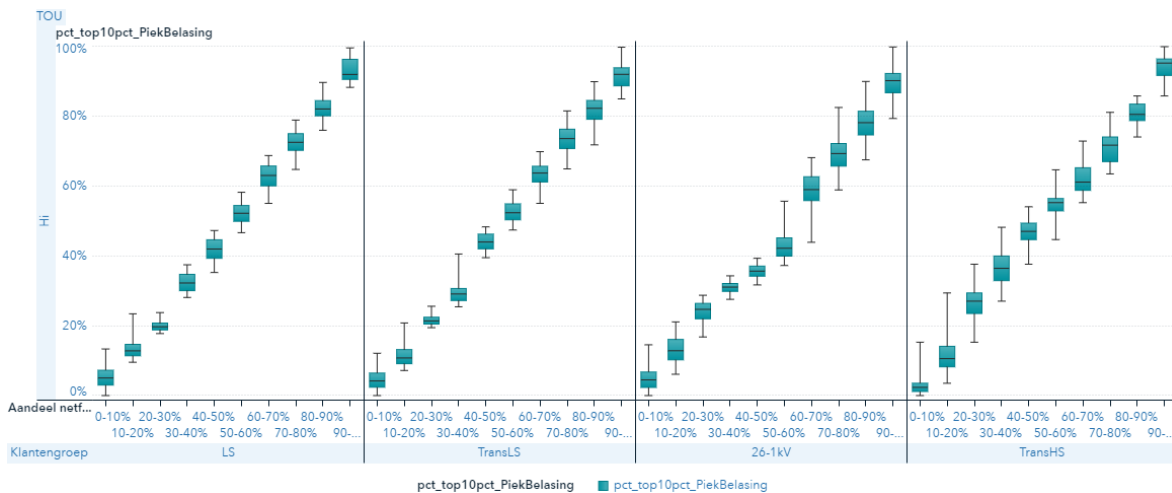
Het tweede dat opvalt is dat alle statische combinaties uit een 0-punt starten. Ondanks dat er dynamisch gezien 75% van de tijd geen enkele assets een piek heeft, kunnen we dat statisch niet beschrijven die 75% van het jaar. Die tijdsperiode is veel te willekeurig. De hoogste combinatie (van de 8,7 miljard voorstellen, dus alle mogelijk denkbare vensters) met afgerond 0% assets is de combinatie

- e) Uren: 0,1,2,3,4,5
- f) Met feestdag
- g) Met weekend
- h) Lente, zomer en herfst
=19% van het jaar

We concluderen dat voor afname een ToU model werkbaar is, omdat je combinaties kunt maken met tijdsaanduidingen die maar zeer beperkt uren incentiveren waarop in werkelijkheid geen piek valt. Een uitgesproken ToU low bestaat, maar is te willekeurig om met tijdsaanduidingen te bevatten. Een soort happy hour (met 0 of zelfs negatieve nettarieven) is hierdoor uitgesloten.

3.3 De hoogste maatschappelijke baat zit op netfuncties die het zwaarst belast zijn

Behouden we de x-as van Figuur 24, dat wil zeggen gesorteerd van links naar rechts om zo weinig mogelijk uren in het jaar nodig te hebben) maar vervangen we de y-as door zwaarst belast, dan zien we een lineair effect. Een ToU die 50% van alle assets omvat zal dus eveneens 50% van de zwaarst belaste (onderstaande figuur is de zwaarst belaste 10% van de netfuncties) omvatten.



Figuur 26 boxplot van de 10% zwaarst belaste assets van Fluvius in afname volgens logica van Figuur 24 per klantengroep. Het lineaire effect wijst erop dat de pieken van onze zwaar belaste assets willekeurig voorkomen en dus geen apart beslissingscriteria vormen voor een ToU schema

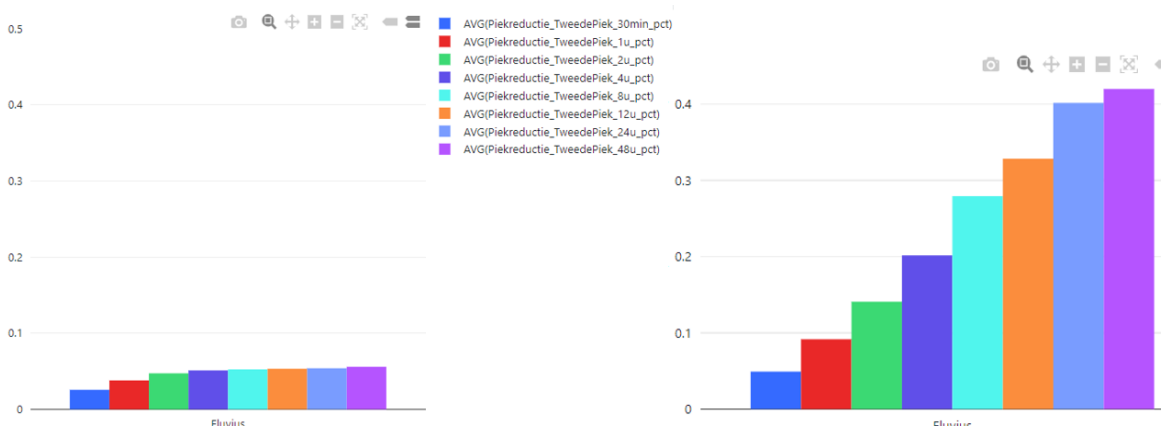
Dit resultaat is niet geheel onverwacht. Fluvius investeert niet op een eiland, maar werkt volgens het ritme van klantvragen, de assetconditie en zoekt actief synergie met andere (wegen)werken. Dat is maatschappelijk gezien de laagste kost en minstens even belangrijk, de hinder voor onze klanten is minder. In onze investeringskeuze is de hoogte van de (lokale) systeempiek belangrijk, maar niet het moment waarop die valt.

We concluderen dat hetzelfde voorstel ToU hetzelfde scoort op kosteneffectiviteit (bijdragen aan de historische kosten van het al aangelegde net) als toekomstige investering kan temperen (want onze ToU high omvat ongeveer 70% van de assets en dus ook 70% van de zwaarst belaste).

3.4 Is enkel de hoogste piek wegwerken voldoende voor een duurzaam effect?

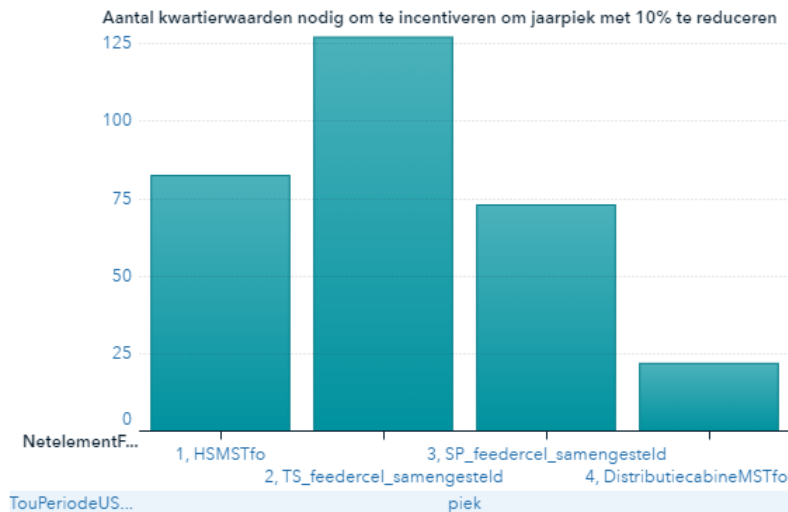
De hoogste afname- of injectiepiek reduceren is maar zo zinvol tot de tweede hoogste piek de nieuwe hoogste piek wordt. In dit hoofdstuk evalueren we de scherpheid van de Fluvius-jaarpiek. De maatschappelijke baat van ToU is dat klanten hun verbruik verschuiven naar andere uren door het relatief prijsverschil tussen piek en dal hoog genoeg te maken. Minder verbruiken is natuurlijk nog beter, maar dan telt de absolute hoogte van de €/kWh, en dat valt buiten de scope van deze studie. De tariefmethodologie legt vast wat het toegelaten inkomen is. Als het doel schuiven is, dan kunnen we verwachten dat het verbruik in de piekuren zal dalen en in de daluren zal stijgen na de introductie van Captar, althans relatief ten opzichte van het jaarverbruik. Bijvoorbeeld het ene jaar 19 uur incentiveren, om het jaar erna vast te stellen dat 19 uur daardoor een piek uur geworden is, om die dan weer daluur te maken, is duidelijk geen duurzaam, transparant en voorspelbaar systeem. Het ToU voorstel daluur moet ten opzichte van de piekperiode een voldoende lage piek hebben waardoor die daluur blijft, zelfs bij reactie van de klant. Opgelet! Er verandert zoveel in het energielandschap dat een blijvende opvolging aan de orde is, de vervaldatum van een ToU schema zou wel minstens een tarifaire periode moeten zijn.

Bekijken we enkel een reductie van de jaarpiek door het verbruik van de jaarpiek te verschuiven naar voor en achter, dan zien we een reductie van gemiddeld 5% met een mediaan van slechts 2%. In de rechtse Figuur 27 verschuiven we het verbruik van alle hoogste pieken in het jaar en komen we uit op reductie in tientallen procent.



Figuur 27 links de gemiddelde reductie van alle assets, als we enkel de jaarpiek aanpakken. Hierdoor wordt de tweede hoogste piek al snel de nieuwe hoogste piek. In de rechtse grafiek worden alle pieken gereduceerd. Hoe langer de periode waarover er gespreid wordt, hoe meer reductie. Als voorbeeld nemen we de in groen gevisualiseerde reductie van 2 uur. We nemen het tijdstip van de jaarpiek en bepalen het verbruik vanaf het uur ervoor tot het uur erna (dus 2 uur in totaal). Dat verbruik verspreiden we mooi, zodat elke kwartierwaarde even hoog uitkomt. De jaarpiek kan daardoor dalen met iets meer dan 10%, de kwartierwaarden voor en na de jaarpiek zullen dus stijgen.

Om een duurzame reductie van 10% te krijgen, moet gemiddeld over Fluvis de top 57 kwartierpieken van de assets gereduceerd worden naar een waarde minstens lager dan de 58^{ste} piek in 2022. Met andere woorden je zou kunnen stellen dat de 58^{ste} hoogste piek 10% lager ligt dan de jaarpiek in 2022. In Figuur 28 hieronder staan de resultaten per familie. De exacte cijfers zijn niet zo belangrijk en het zijn ook maar gemiddelden, enkel het principe telt. Opvallend is bijvoorbeeld dat LS 3 à 4 keer minder kwartierwaarden moet reduceren dan MS-assets. De jaarpiek op LS-assets is dus scherper dan op MS-assets, het gedrag van LS- klanten is homogener dan de combinatie LS en MS-klant op MS-assets.



Figuur 28 Hoeveel kwartierwaarden moet het verbruik zakken, zodat de nieuwe hoogste piek 10% lager ligt dan de oorspronkelijk hoogste piek in 2022.

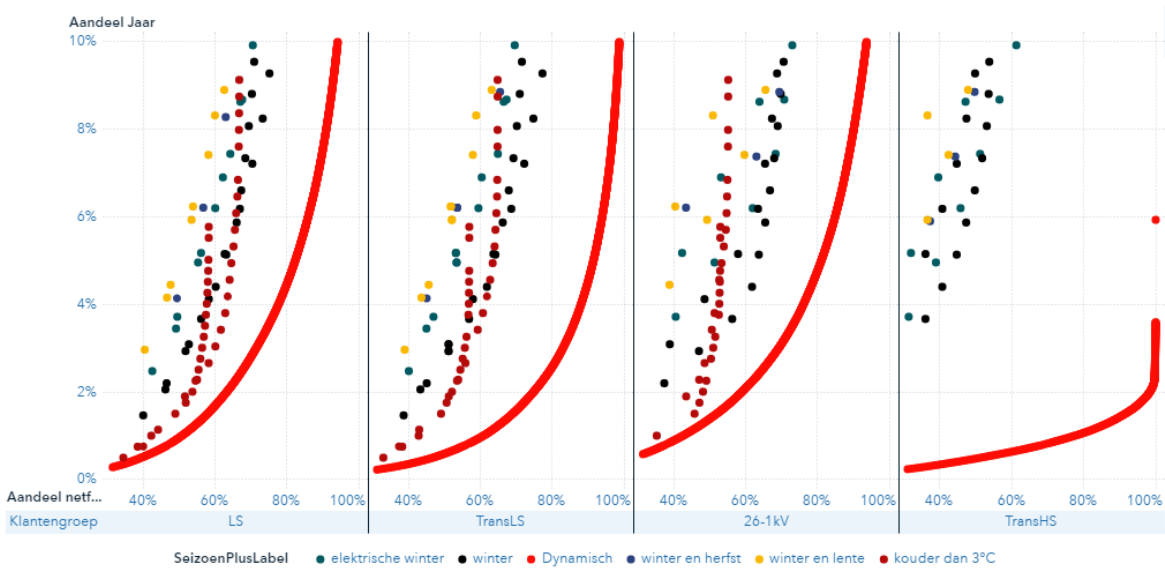
We concluderen glashelder dat enkel de jaarpiek incentivieren onvoldoende is om piekgedrag te reduceren. Het zou zo goed als zeker contraproductief werken, want zo'n ToU voorstel zou de dag na introductie alweer verouderd zijn. Dat is niet transparant, voorspelbaar en kostenreflectief. Bovendien is de reductie van enkel de jaarpiek zo laag, dat Fluvius daarin geen vertrouwen kan hebben om zijn investeringsritme aan te passen.

3.5 Parametrisatie van het ToU voorstel

Nemen we bovenstaande conclusies mee, dan moet een ToU voorstel dominant aan twee voorwaarden voldoen. Enerzijds moet het de tijds- en temperatuurvariabelen kiezen die het meest aansluiten bij het perfecte dynamische model. Anderzijds moet het voorstel de hoogste pieken voldoende incentivieren voor een duurzame reactie.

TOU high variabele Seizoen

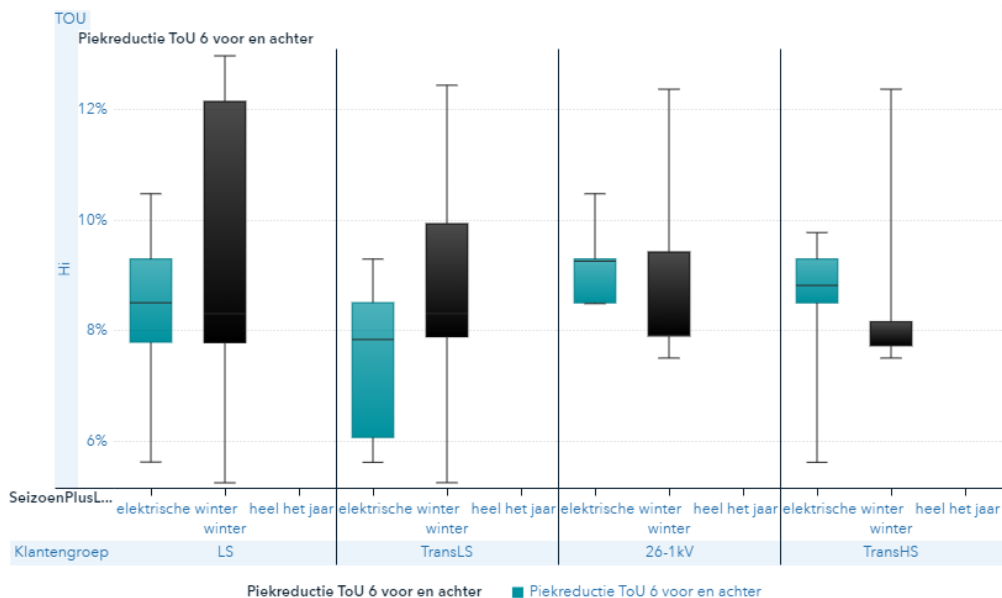
Onderstaand plotten we enkel de efficient frontier (keuze dichtst bij de perfect dynamische voorspelling) uit met variabele seizoen.



Figuur 29 Statisch en CPP ToU per klantengroep ingezoomd op efficiënt frontiet (punt rechts beneden = aandeel jaar (y-as < 10%) en (aandeel netkosten >30%))

Het is duidelijk dat het CPP-model (kouder dan 3°C) dat werkt op basis van temperatuur in spanningsgroep LS de hoogste ToU efficiëntie bereikt. Ze ligt het dichtst bij het theoretisch perfecte dynamisch systeem. De tweede keuze valt op winter.

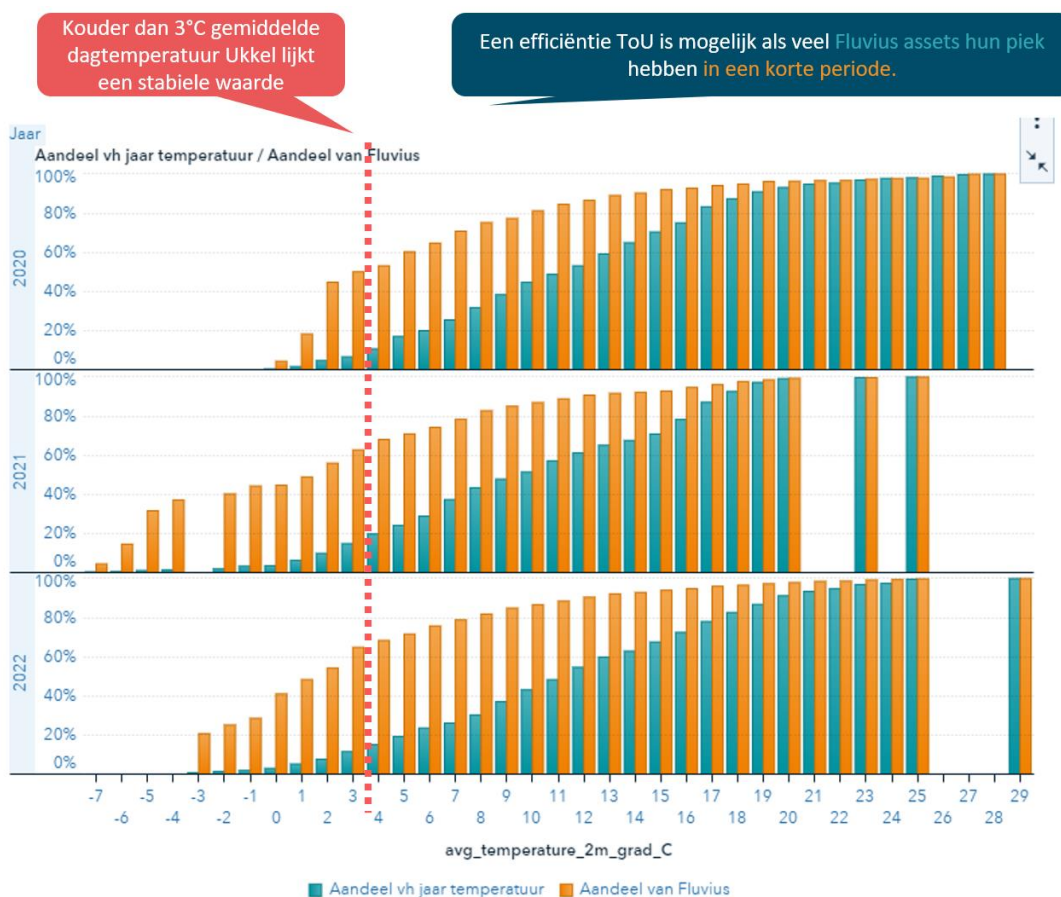
Bekijken we de piekreductie van de diverse voorstellen, kunnen we vaststellen dat de elektrische winter zeker bij TransHS een stuk beter scoort. In de spanningsgroep LS is dat niet zo en verkiezen we dus winter.



Figuur 30 De maximale reductie van de jaarpiek door de top pieken uit te vlakken over de zes uren voor de piek en de zes uren erna. Er zijn twee redenen waarom de reductie van jaarpiek ophoudt. Ten eerste omdat de piek buiten het ToU venster de nieuwe hoogste piek zou worden. Ten tweede omdat de maximale

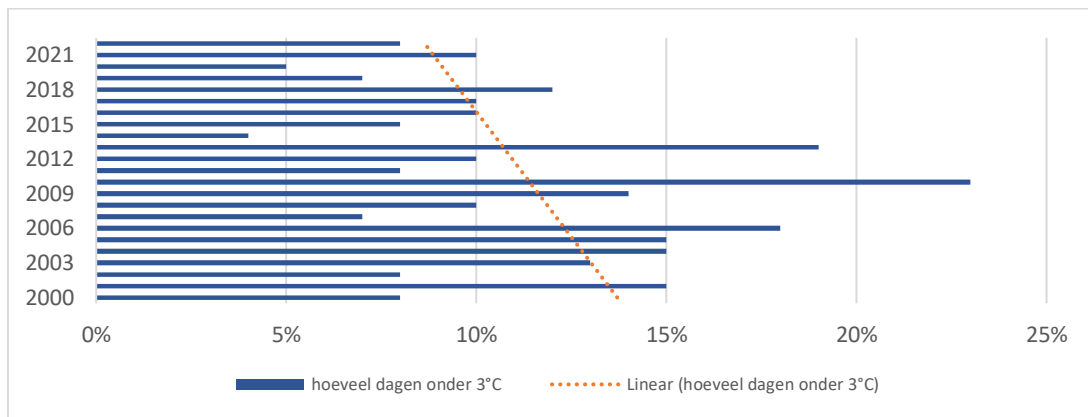
reductie door te schuiven niet meer verder kan. Over een tijdsspanne van 12 uur is de piek volledig vlak, een plateau.

De hoge ToU efficiëntie van lage temperatuur valt op. Onze keuze viel op kouder dan 3°C gemiddelde dagtemperatuur in Ukkel, maar dat is niet volledig uit de digital twin van Fluvius op te maken. Als een belangrijk aandeel van de kosten van Fluvius op temperatuur komen, moet een stabiele waarde gezocht worden. In 2020, 2021 en 2022 was het respectievelijk 5, 10 en 8% van de tijd kouder dan 3°C in Ukkel gemiddelde dagtemperatuur. In onderstaande visualisatie is het volledige jaar weergegeven. Er zijn ontbrekende waarden omdat niet elke gemiddelde dagtemperatuur voorkwam in het voorziene jaar.



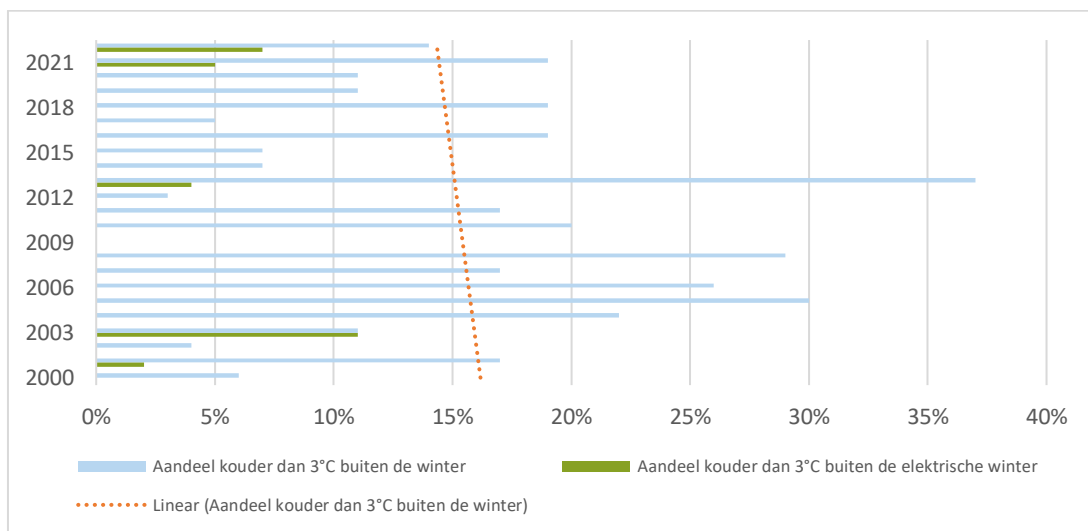
Figuur 31 Cumulatief per jaar het aandeel dagen met een dagtemperatuur van x of lager en het aandeel van de netfuncties omvat in de periode. Een relatief stabiele periode krijgen we op kouder dan 3°C in Ukkel. Het is maar beperkt zo koud in het jaar, maar er zijn wel veel netfuncties met op dat moment hun piek.

De keuze voor 3°C is een compromis tussen voldoende hoge ToU efficiëntie in vergelijking met seizoen winter en een 'garantie' dat het zal voorkomen in het jaar. Ondanks die keuze zal met een CPP-model op temperatuur de inkomsten over een aantal jaar moeten genomen worden om saldi te bepalen. Die inkomstenonzekerheid op jaarbasis is een groot nadeel van dit model. Zetten we kouder dan 3°C in Ukkel uit op langere termijn, dan valt de klimaatopwarming sterk op.



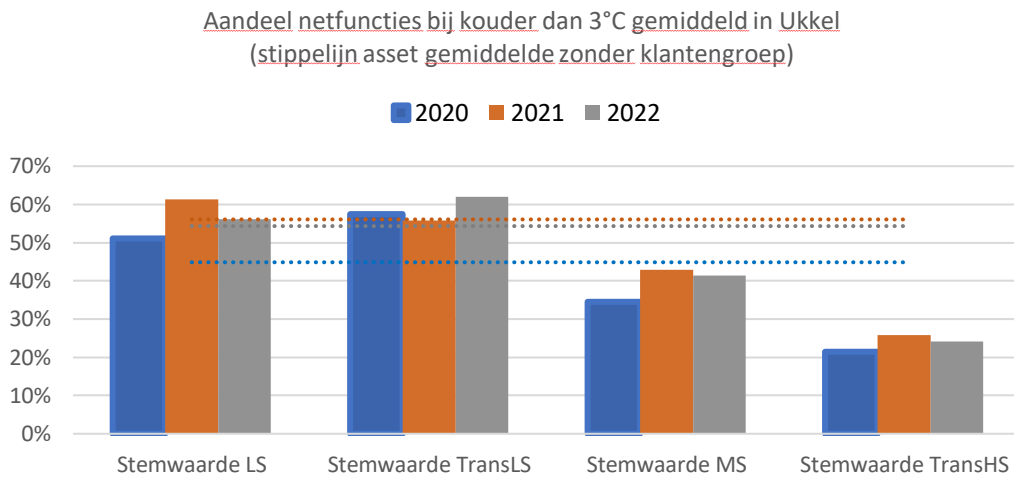
Figuur 32 Duurtijd in het jaar waar het kouder dan 3°C gemiddelde dagtemperatuur in Ussel was. Een lineaire trend lijkt een weerspiegeling van de klimaatsopwarming.

Een potentieel idee, besproken met de stakeholders, was om een ‘superhigh’ te creëren bij koude en een ‘gewone’ high tijdens de winter. Helaas valt ijskoude temperatuur en seizoen niet volledig samen zoals te zien in onderstaande Figuur 33. Alhoewel de logica mogelijk is, zou het wel sterk complexer worden. Een klant zou namelijk in zowel de lente, als de herfst met een ‘super high’ geconfronteerd kunnen worden.



Figuur 33 Aandeel van dagen kouder dan 3°C gemiddelde dagtemperatuur in Ussel. Bijvoorbeeld in groen in 2022 waren 7% van de dagen kouder dan 3°C in de elektrische winter (2 van de 29). 14% van de dagen kouder dan 3°C waren er dan weer buiten het seizoen winter (4 van de 29).

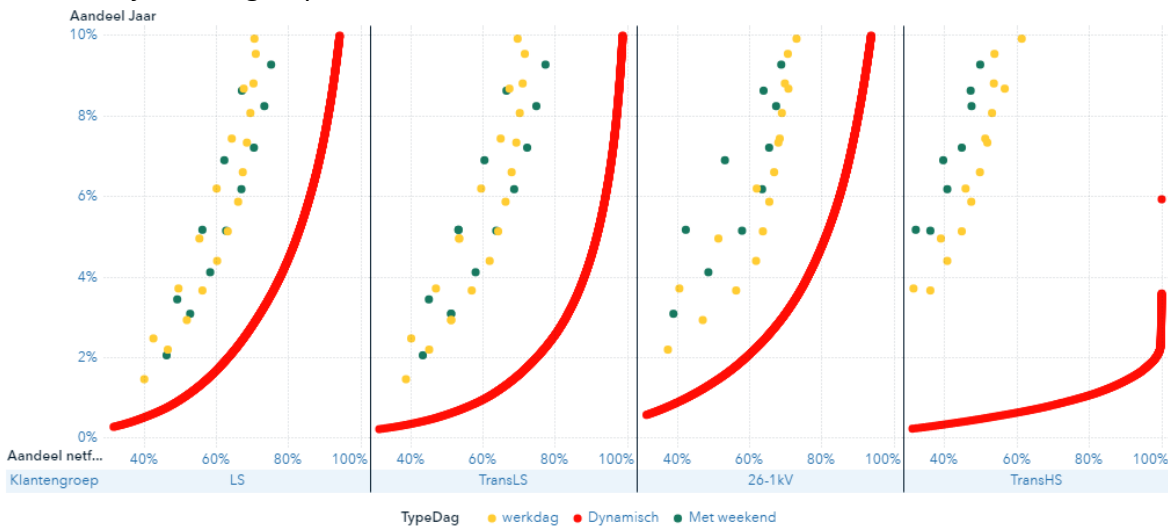
Bovenstaande figuren waren telkens voor alle netfuncties bij Fluvius. Zetten we het uit in klantengroepen, zien we dat spanningsgroep LS dominant op temperatuur piekt. Daarom zouden we het ook enkel in die groep voorstellen.



Figuur 34 Per klantengroep het aantal netfuncties met zijn jaarpiek bij kouder dan 3°C in Ukkel. Het hoge aandeel van spanningsgroep LS valt op.

ToU high variabele werkdag/weekend

In de spanningsgroep LS komen voorstellen met en zonder weekend voor. Bij spanningsgroep MS, en zeker bij klantengroep trans HS, is dat niet zo.

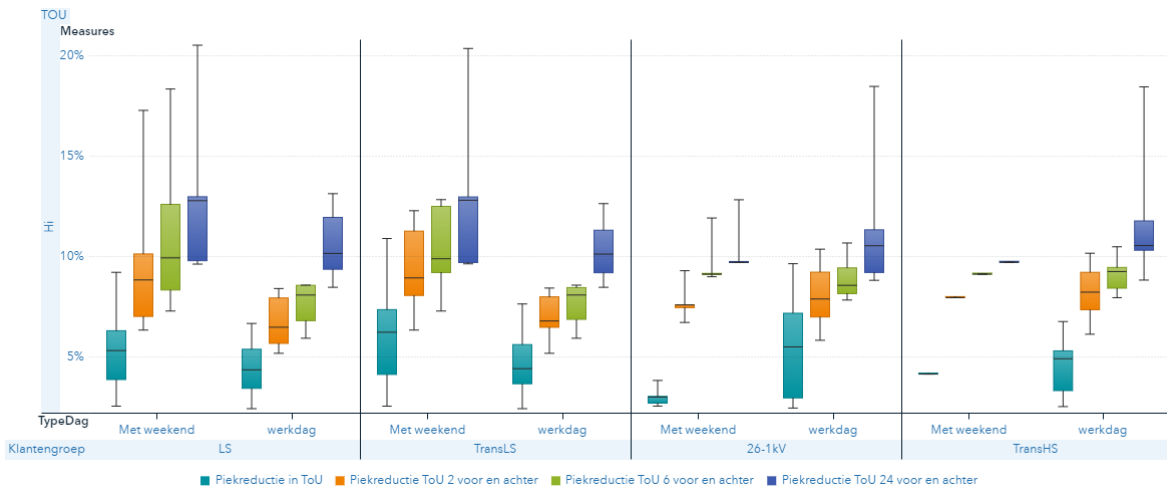


Figuur 35 Efficiënte grens met opdeling werkdag en weekend

Voor de LS-spanningsgroepen ligt de reductie van de gemiddelde jaarpiek per assets in de periode werkdag + weekend statisch hoger dan bij combinaties met enkel werkdag. Afhankelijk van het aantal uur naar voor en naar achter schuiven, bekommen we andere resultaten, maar ze situeren zich allemaal rond de 10%. Omdat we streven naar 10%, is het dus noodzakelijk weekend mee op te nemen in het voorstel.

Bij de spanningsgroep op MS liggen er eerst en vooral niet veel voorstellen op de efficiënt frontier. Dat verklaart de lage spreiding. Belangrijker is dat die statisch niet beter zijn dan diegene met enkel werkdagen. Voorstellen inclusief weekend verhogen de piekreductie niet, maar doen de ToU efficiëntie wel zakken, waardoor we weekend technisch gezien moeten uitsluiten van het ToU high

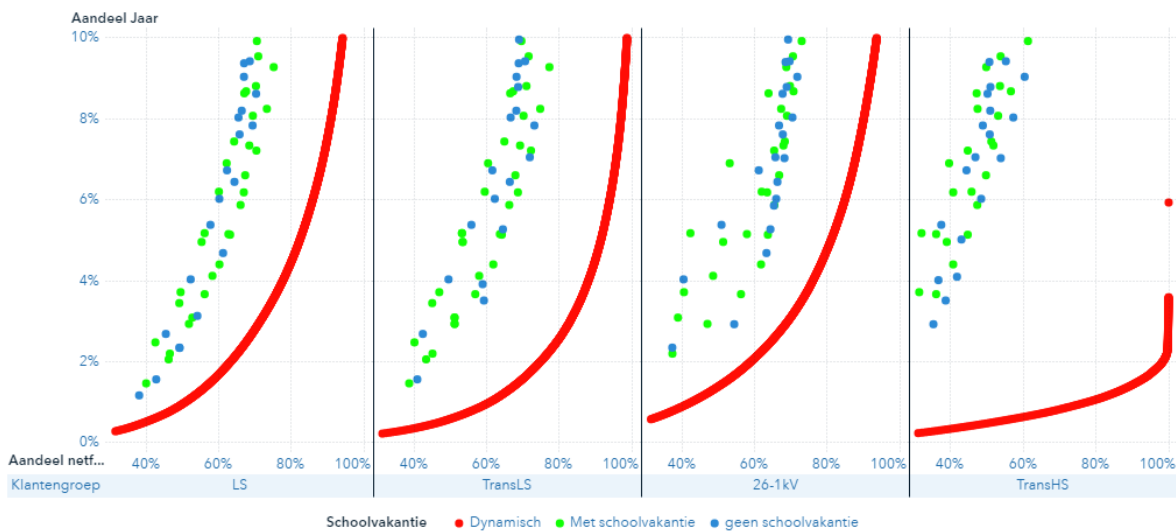
signaal. (De reden eenvoudig zou bijvoorbeeld kunnen gebruikt worden om die toch mee te nemen maar Fluvius raadt aan dat niet te doen.)

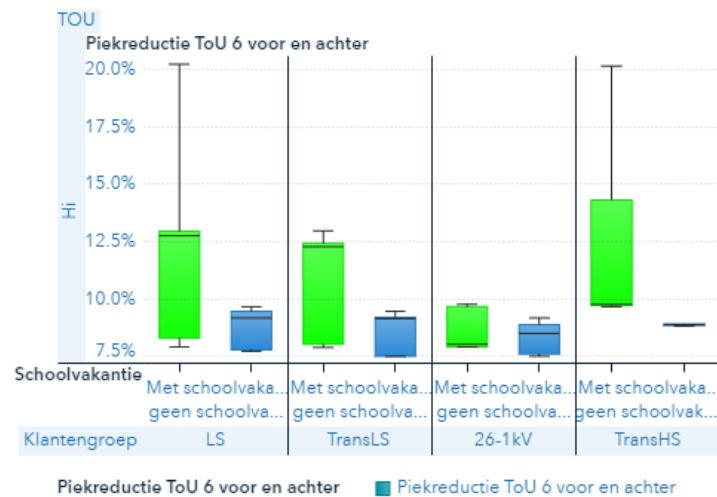


Figuur 36 De maximale reductie van de jaarpiek in het ToU venster volgens type dag.

ToU high variabele schoolvakanties

Genereren we dezelfde logica voor variabele schoolvakantie, dan zien we overduidelijk dat de reductie veel hoger is, inclusief schoolvakanties, en dat de ToU efficiëntie er niet door beïnvloed wordt. Schoolvakanties moeten mee opgenomen worden in ons voorstel.

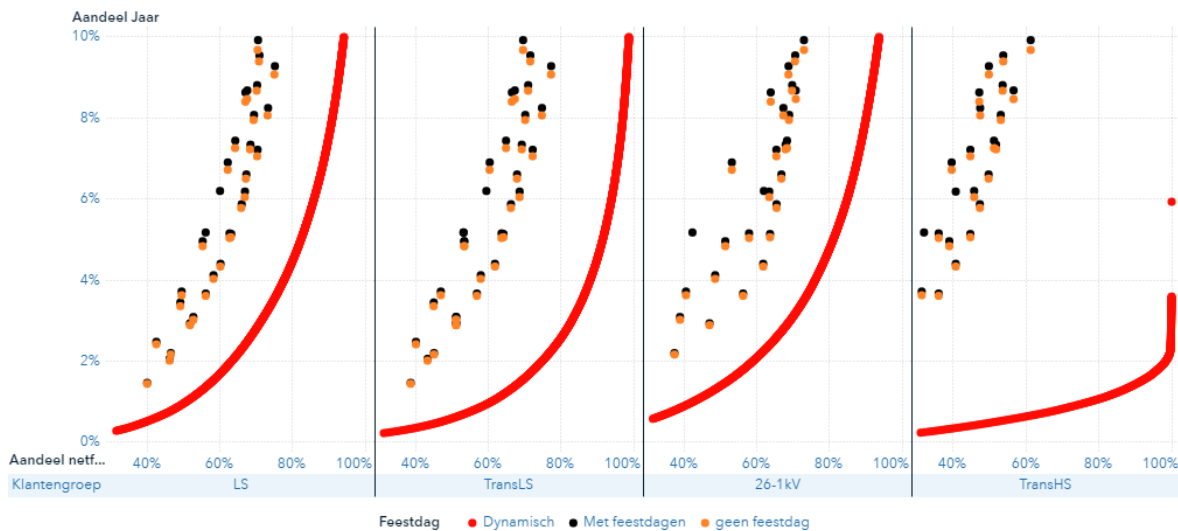


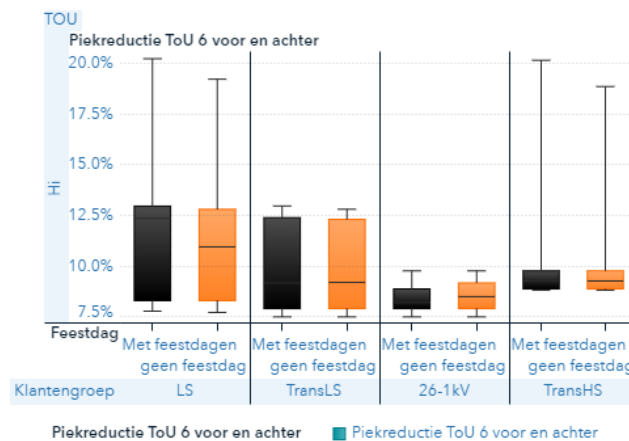


Figuur 37 Efficient frontier en piekreductie schoolvakantie

ToU high variabele feestdagen

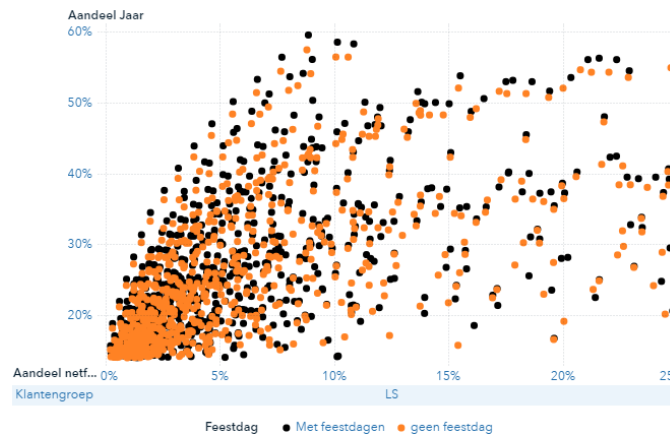
Feestdagen is een moeilijkere variabele om te onderzoeken, omdat er maar weinig feestdagen zijn en er onderliggende verbanden kunnen spelen. Het zou bijvoorbeeld toevallig vorig jaar nooit koud geweest zijn tijdens feestdagen. Zetten we de data uit, dan zien we niet veel verschil, zowel op de efficient frontier als bij de piekreductie. Er lijkt dus geen reden om feestdagen uit het systeem te houden.





Figuur 38 Efficient frontier en piekreductie feestdagen

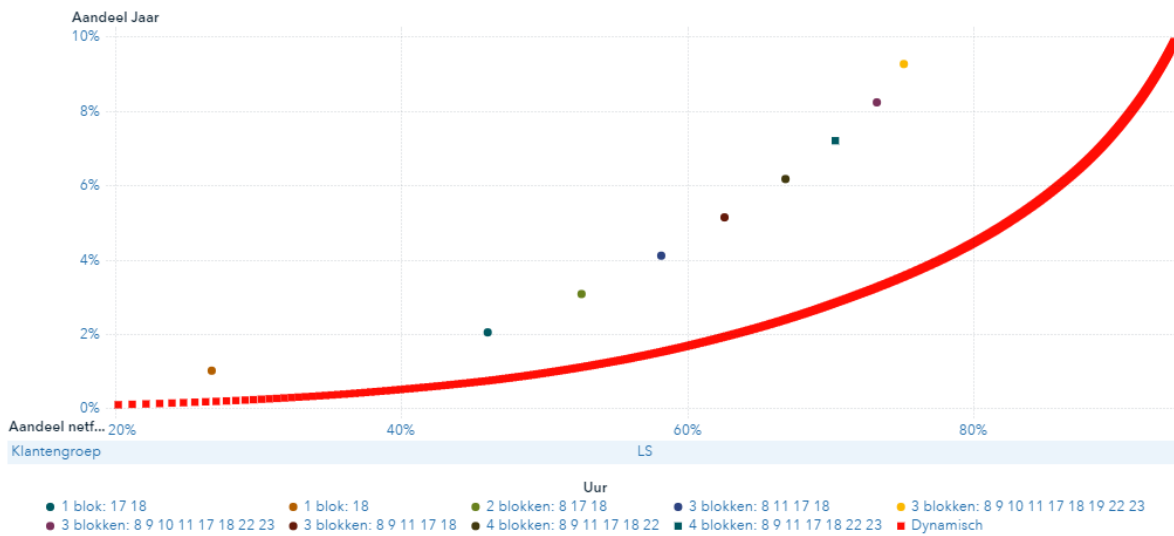
Ook in ToU low speelt feestdagen niet mee. Scenario's inclusief feestdagen scoren systematisch beter.



Figuur 39 Efficient frontier ToU low feestdagen

ToU high variabele uur

Filteren we de voorstellen in de efficient frontier op seizoen, type dag, inclusief schoolvakantie en feestdagen, dan krijgen we nog steeds meerdere punten (en we visualiseren er een aantal). Elk van deze punten is een valabel ToU combinatievoorstel dat kostenreflectief is. We zien van links naar rechts dat er telkens een uur wordt toegevoegd aan het scenario. Enkel 18 uur (winter, ook weekend, ook feestdagen en ook schoolvakanties) is 1% van de tijd, maar omvat 27% van de netfuncties. Voegen we 17 uur toe, verdubbelt het tijdsvenster naar 2%, maar stijgt het aantal assets maar naar 46% (minder dan verdubbelen). We beschrijven dit als de ToU efficiëntie van 18 uur die hoger is dan 17 uur. De kostprijs van 18 uur zou dus kostenreflectief hoger moeten zijn dan 17 uur.



Figuur 40 Uur combinaties voor laagspanning in winter, met weekend met feestdagen ToU high. Met elk extra marginaal uur daalt de ToU efficiëntie

We kunnen het aandeel netkosten per uur ook voorstellen in onderstaande visualisatie. De som is telkens 100% per rij of klantengroep. De uren in het rode vak, specifiek in de winter, zijn de uren met voldoende hoog aantal assets om ToU high te noemen. Een combinatie van al die uren heeft een voldoende hoge ToU efficiëntie.



Figuur 41 In de rijen per klantengroep de som van de netfuncties in jaarpiek per ToU venster (bv. 10% van de netfuncties ook gebruikt door 26-1kV klanten piekt om 17 uur in de elektrische winter). In de kleuren het verbruik van de klantengroepen op moment van piek (bv. Om 9 uur in de elektrische winter hebben de assets ook gebruikt door Trans HS de helft van het verbruik door 26-1kV klanten en de andere helft door LS-klanten.) Slechts een minimaal aandeel van de belasting was het gevolg van Trans LS en HS.

Naast ToU efficiëntie kijken we nog na of de piekuren die buiten het venster vallen voldoende laag zijn in Figuur 42 om te voorkomen dat ze bij schuivend verbruik onmiddellijk ook in high gaan. Neem bijvoorbeeld assets met een piek om 8 uur, (in winter, met weekend, met feestdagen en schoolvakantie) als we kijken naar de piek om 6 uur, dan ligt die ruim 10% lager. Een verschuiving van verbruik zou dus al enorm moeten zijn om 6 uur in de high periode te brengen. 9 uur en 10 uur zijn zelfs Q1 lager dan 10% en moeten dus high zijn. In de avonduren moeten 17 uur en 18 uur in ToU high vallen, maar het blijkt dat 19 uur zowel bij assets met pieken om 17 uur als 18 uur onvoldoende laag is om niet als ToU high te nemen. 16 uur en 20 uur is dan weer meer dan 10% lager en mag bijgevolg uit ToU high blijven.

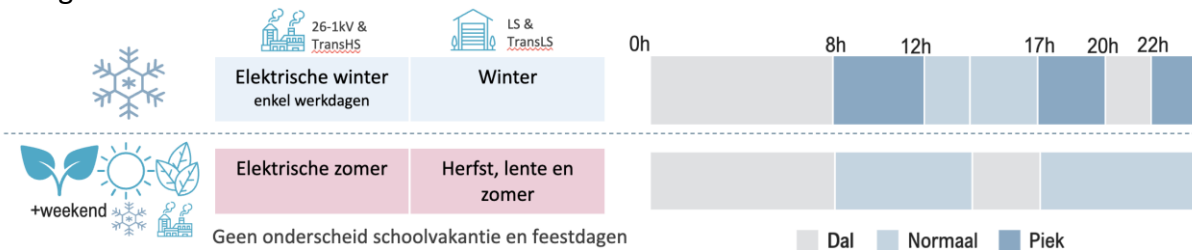


Figuur 42 Piekreductie ten opzichte van enkele uren op de grens van het ToU venster. Bijvoorbeeld oranje slaat in de rij van 8 uur op 7 uur waar het bij 17 uur slaat op 16 uur. Een reductie van hoger dan 10% is aangewezen.

3.6 (Tussentijdse) conclusie uit de historisch data

Alle bovenstaande conclusies leiden naar een tussentijds voorstel.

Let wel, dit is niet ons finaal voorstel. Dat maken we pas na evaluatie van de toekomstige situatie in volgend hoofdstuk.



Figuur 43 Voorstel voor TOU op basis van historische data

We konden vaststellen dat de variabelen temperatuur en uur dominant zijn achter pieken op het distributienetwerk. Bekijken we de oefening louter vanuit technische hoek, dan zou elk uur op het distributienetwerk een verschillende kost per kWh moeten hebben. Dat zou vervolgens leiden tot een complexe ToU, verschillend per DNB en klantengroep. Eenvoud is echter belangrijk in deze eerste fase. Daarom proberen we de uren te selecteren die voorkomen in alle klantengroepen en

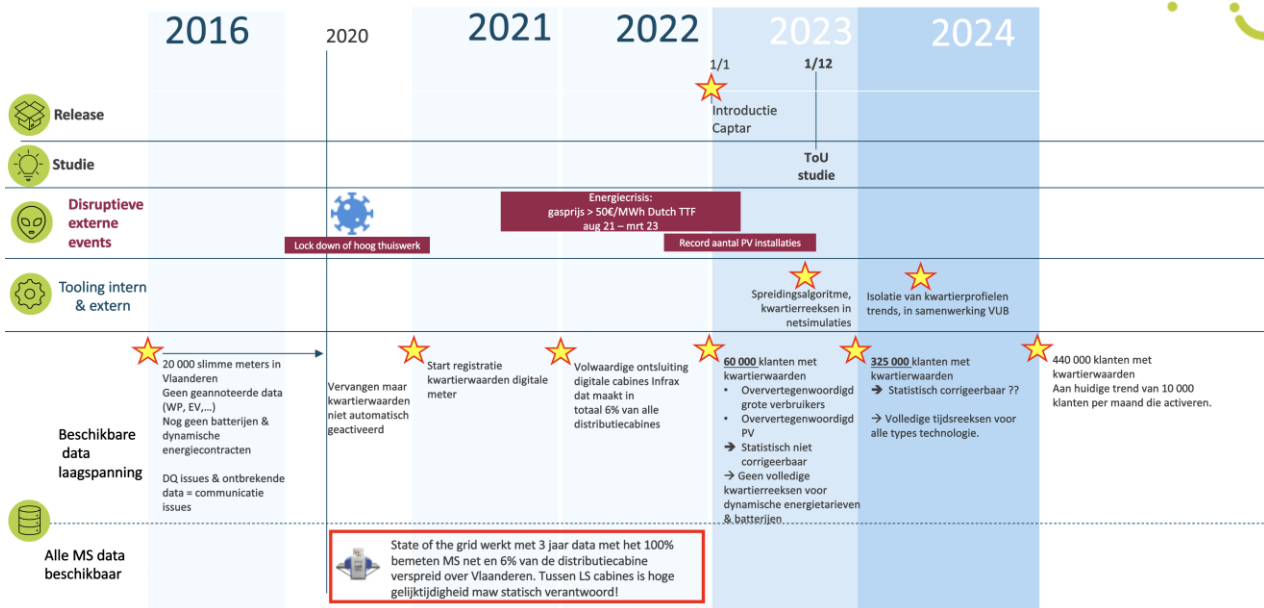
focussen we op aaneensluitende blokken. Door de dominantie van LS-piekgedrag doorheen het volledige netwerk, lijkt dat ook kostenreflectief mogelijk. Dit schema toont ook:

- Er is onvoldoende PV of ze is onvoldoende uniform gespreid in Vlaanderen om een dal te creëren tijdens de middag. In onze steden stellen we vast dat er jaarpieken afname voorkomen om 14 uur, zelfs op de meest zonnige en vaak dus ook (bijna) warmste dag van het jaar.
- 20 uur en 21 uur zijn beide sterke dal uren, omdat klanten hun verbruik verschuiven richting het nachttarief.
- Bijgevolg zijn 22 uur en 23 uur uren met hoge pieken op het netwerk. Dat is enerzijds omdat klanten hun hoofdmeterverbruik verschuiven, maar anderzijds doordat het exclusief nachtsignaal opstart. De klant is niet verplicht om die opstart integraal over te nemen, maar in praktijk gebeurt het wel.

Onze studie is gebaseerd op gegevens uit 2020, 2021 en 2022, maar die jaren waren telkens beïnvloed door ofwel een pandemie ofwel hoge energieprijzen. Het effect is moeilijk in kaart te brengen, want de homogeniteit van het piekgedrag van onze klanten leek voor elk van de drie beoordeelde jaren zo goed als identiek. Naast het klantgedrag registreert Fluvius pas de kwartierwaarden uit zijn digitale meters sinds 2020. Op die manier krijgen we slechts 60 000 LS-klanten met kwartierwaardenactivatie in 2021 en dus een volledig bemeten kalenderjaar 2022. Echter in die 60 000 klanten zaten geen klanten met uitvallende omvormers, batterijen of dynamische energiecontracten. Op 1 januari 2023 deed het capaciteitstarief zijn intrede, een effect dat we op het net pas goed kunnen evalueren na minstens één jaar metingen. Bijgevolg is dit niet meegenomen in de huidige studie.

We moeten ook opletten voor onderliggende correlaties. Het kan bijvoorbeeld toevallig niet koud geweest zijn op feestdagen in de voorbije drie jaar. In onderstaande Figuur 44 proberen we de verschillende elementen samen te voegen.

De studie is op basis van alle data beschikbaar in Fluvius, onderzocht met de meest vergaande modellen, ondersteund door academische partners.
MAAR uitrol digitale meter is vrij recent & marktevents beïnvloeden onderzoek

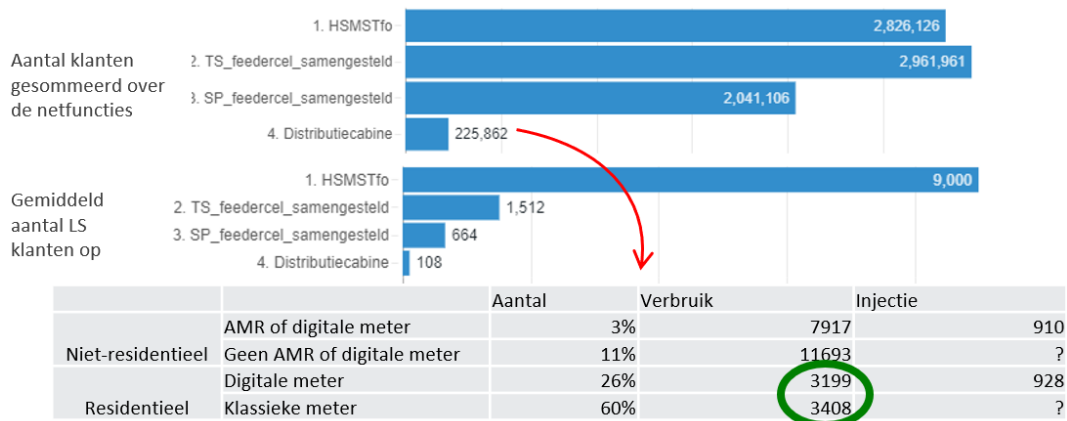


Figuur 44 Combinatie van groeiende meetdata en energiecrisisen.

Om een duurzame uitspraak te doen over ToU, moeten we dus ook de toekomst proberen in te schatten. De toekomst is echter altijd onzeker en veel elementen, zowel op vlak van technologie als beleid, zijn momenteel nog niet helder. Fluvius raadt aan om een vervolgstudie uit te voeren, en in functie daarvan het nut van een ToU al dan niet te bevestigen en een opvolging en actualisatie van de geselecteerde criteria te maken.

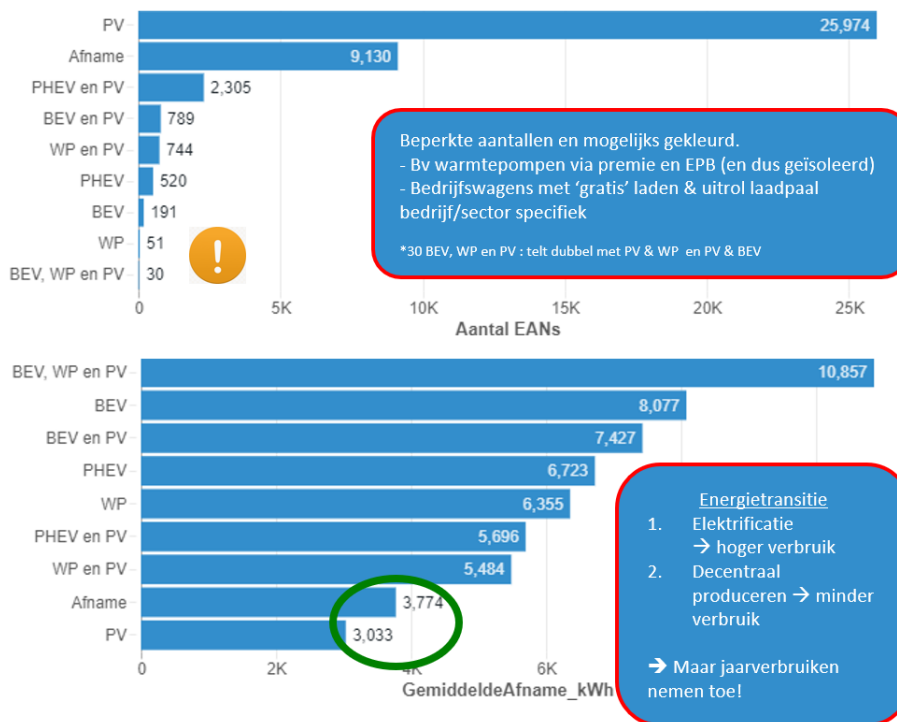
3.7 Wat brengt de toekomst?

In voorgaande analyse lag de focus op de gemeten waarden van de diverse meetsensoren op het Fluvius-netwerk. Omdat trends inzake energietransitie nog in de kinderschoenen staan, is het niet onlogisch dat het geaggregeerde klantenverbruik dat de sensoren meten dominant bestaan uit klanten zonder elektrische wagen of warmtepomp. Tellen we het aantal klanten achter elke netmeter, dan zien we dat het MS-net zo goed als volledig bemeten is. Enkel het LS-net (op niveau van de distributiecabine) is nog volop bezig met digitaliseren, waardoor die momenteel maar 10% van de klanten omvatten. Bekijken we het jaarverbruik van die klanten, dan situeert zich dat rond de 3500 kWh consumptie ofwel de ‘doorsnee klant’, zoals in de diverse VREG rapporten weergegeven. De afname is wat lager, maar dat is ook het gevolg van zelfconsumptie.



Figuur 45 Opgeteld en gemiddeld aantal klanten per netfunctie. Indien assets in serie staan, worden de onderliggende klanten dubbel geteld. Vandaar het hogere aantal bij de TS feeder cellen.

Gaan we echter wat dieper in onze anonieme data van de digitale meters, dan kunnen we op basis van diverse metadata (bv premie database voor warmtepompen) en algoritmes (elektrische voertuigen, zie bijlage 6.4) de nieuwe klanten detecteren. Jaarverbruik is niet de aangewezen methode om ze te identificeren, maar je kan wel duidelijk zien dat elektrificatie niet te verbergen is, want hun afname neemt zelfs met zonnepanelen sterk toe.



Figuur 46 In het staafdiagram bovenaan tellen we het aantal klanten in onze dataset met specifieke technologie. In het onderste staafdiagram zetten we het bruto jaarverbruik uit.

In de volgende oefening proberen we het distributienet te simuleren alsof we al 2030, 40 of 50 zouden zijn. We hanteren een Monte Carlo-aanpak om de onzekerheden over de toekomst te omvatten. De grootste beperking van deze oefening is het lage aantal klanten als brondata. Bovendien kunnen we deze oefening enkel voor residentiële klanten uitvoeren. Daarnaast is de technologie en bijbehorend beleid nog altijd in ontwikkeling. Elektrificatie van de industrie is een bijna bedrijf-per-bedrijf aanpak, omdat we voor de oefening een volledig kalenderjaar kwartierwaardenreeks nodig hebben. Een correcte prognose van het aandeel elektrificatie door het CO₂ -neutraal worden van de industrie is vandaag niet mogelijk. Dit wordt ook bevestigd door academische en consultancy partners.

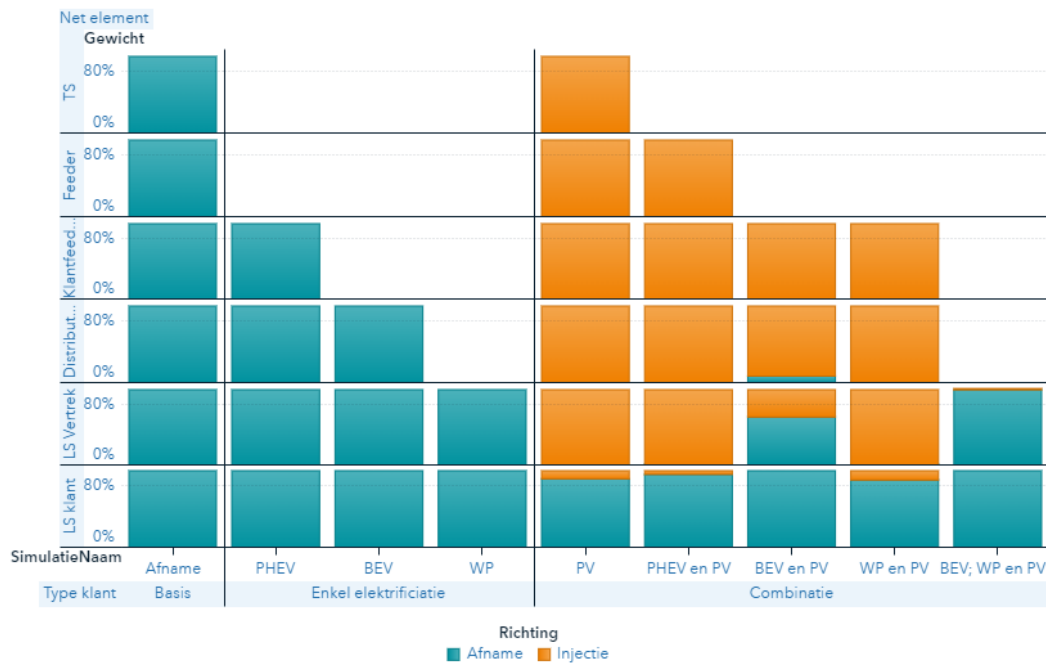
Homogene groepen

Om duidelijk de trend van een groep te omvatten simuleren we alsof het distributienetwerk exclusief uit klanten bestaat met enkel PV, met enkel een WP, De verschillende combinaties staan in de kolommen van onderstaande figuren. In de rijen van de Figuur 47 staan de verschillende netfuncties van Fluvius. Een TS simuleren we bijvoorbeeld door willekeurig 9000 klanten te selecteren. Een distributiecabine zouden we simuleren door willekeurig 100 klanten uit te kiezen.

In onderstaande oefening bekijken we hoeveel % van de simulaties een jaarpiekafname of injectie genereert. Voor de netfuncties kijken we naar de synchrone piek, dus het kwartierverbruik van alle klanten in de simulatie opgeteld en pas daarna de maximale piek van die nieuwe tijdreeks. Enkel op het niveau **individuele klant** werken we met de **werkelijke jaarpiek** van de klant. We benoemen die piek als de **asynchrone piek**. De pieken op het netwerk heten dan weer synchrone piek en zijn de enige relevante parameter voor een kostenreflectief tarief, omdat Fluvius enkel netten aanlegt voor synchrone pieken.

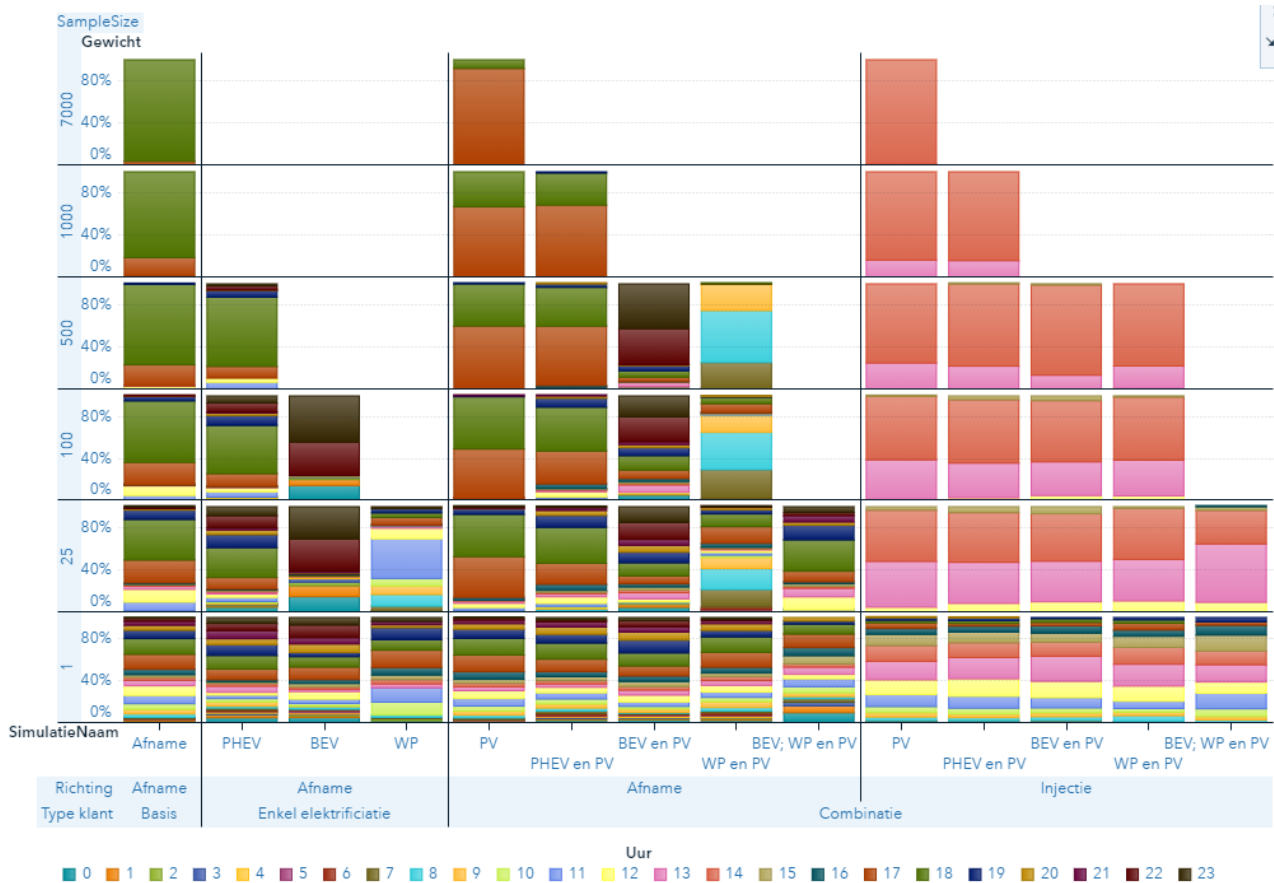
Klanten zonder zonnepanelen (de linkse simulaties) hebben zowel asynchroon als synchroon een jaarpiek afname. Klanten met PV hebben individueel dominant een jaarpiek afname, zelfs zonder elektrificatie van transport en verwarming. Als we synchroon kijken vanop de verschillende netfuncties, zien we dat er een gezamenlijke synchrone injectiepiek ontstaat. De verklaring hiervoor is evident: PV heeft een bijna 100% gelijktijdigheid, want de zon schijnt overal gelijk. Consumptie heeft daarentegen een veel lagere gelijktijdigheid, want consumptie is volledig gekoppeld aan individuele klantkeuzes en levensstijl. Hoe hoger in het netwerk, hoe minder kans op toevallige consumptiepiekconcentraties en dus hoe vaker er een injectiepiek voorkomt.

De bovenstaande oefening éénmalig uitvoeren heeft een binair resultaat: ofwel jaarpiek afname ofwel injectie. Willekeurig klanten uitkiezen zou echter door toeval niet representatief kunnen zijn voor de volledige populatie. Daarom voeren we elke combinatie (type klant en netfunctie) duizend keer uit. Op die manier krijgen we een verdeling binnen elke groep. Je merkt in Figuur 47 dat niet elke combinatie is uitgerekend (bv. TS met 100% klanten met warmtepompen). De oorzaak hiervoor is dat Fluvius vandaag niet over voldoende klantgegevens beschikt om deze groep te simuleren op een statistisch verantwoorde manier.



Figuur 47 De combinatie tussen een type klant en zijn impact op de verschillende lagen van ons netwerk. Een LS-vertrek (gemiddeld 25 klanten) zal bv. in 30% van de simulaties een injectiepiek hebben als synchrone piek, en in de overige 70% een afnamepiek voor klanten met een LS- snellader (P>7.5KVA) en zonnepanelen.

In de figuur hieronder behouden we dezelfde opbouw, maar kijken we specifiek op welk tijdstip de jaarpiek valt.



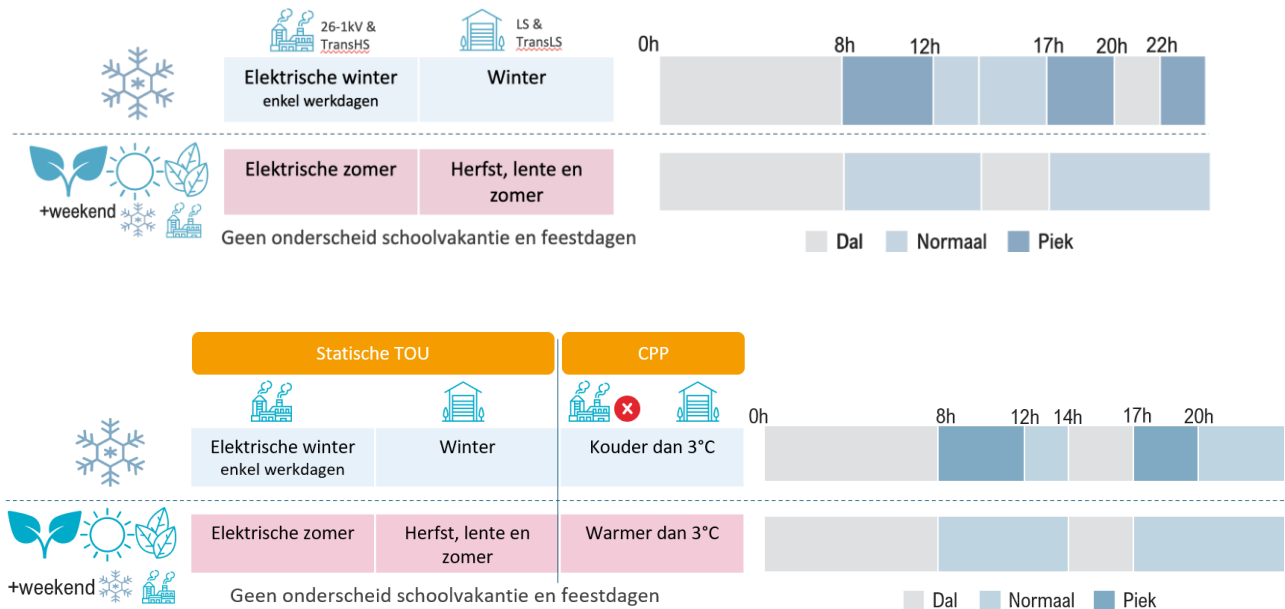
Figuur 48 Monte Carlo-analyse met opdeling naar uur. Waar mogelijk is opdeling tussen afname en injectie gemaakt.

In alle groepen lijkt de jaarpiekafname bijna willekeurig te zijn verdeeld over de uren. Pas op netniveau ontstaat een bepaalde rode draad die we hieronder kort samenvatten. Ook bij injectie zien we een gelijkaardig fenomeen. Zonnepanelen met een oost-oriëntatie zullen bijvoorbeeld hun injectiepiek om 8 uur 's morgens zien. Ondanks die ochtendpiek, zal er ook om 14 uur nog behoorlijk wat productie van die zonnepanelen uitgaan. Daarom valt de synchrone piek op netfunctieniveau exclusief na de middag.

- De groep zonder elektrificatie van transport en verwarming (afname en PV) heeft zijn synchrone jaarpiek duidelijk rond 17 uur en 18 uur, want dit ToU-voorstel kwam tot stand met historische data van onze netfuncties.
- Bij BEV of voertuigen met LS- snelladers (>7,5kVA) zien we dat de synchrone piek valt op 22 uur en 23 uur. Het is duidelijk dat deze klanten geaggregeerd bekeken hun verbruik zo schuiven om maximaal van het nachttarief te kunnen profiteren. Dat is zeer positief. Zo kunnen we ervan uitgaan dat deze klanten mee veranderen als de uren zouden veranderen.
- Bij warmtepompen lijkt de jaarpiek dan weer 's morgens te vallen. Specifiek op werkdagen is 7uur populair, wat in het historische schema uit de ToU high viel. In het weekend slapen we wat langer, want warmtepompen pieken dan om 8 uur synchroon.
- De injectiepiek van klanten met PV valt tijdens de uren met hoge zonnestand, dus om 13 uur en om 14 uur. Opvallend is dat we in geen enkele simulatie 15 uur of 16 uur

tegenkomen, hoewel dat de uren zijn met veel zonlicht en typisch een lager verbruik. Een oorzaak zou daar de opwarming van de zonnepanelen kunnen zijn, waardoor hun rendement lager uitvalt dan voor de middagpiek.

Op basis van deze analyse werken we ons schema met historische data bij.



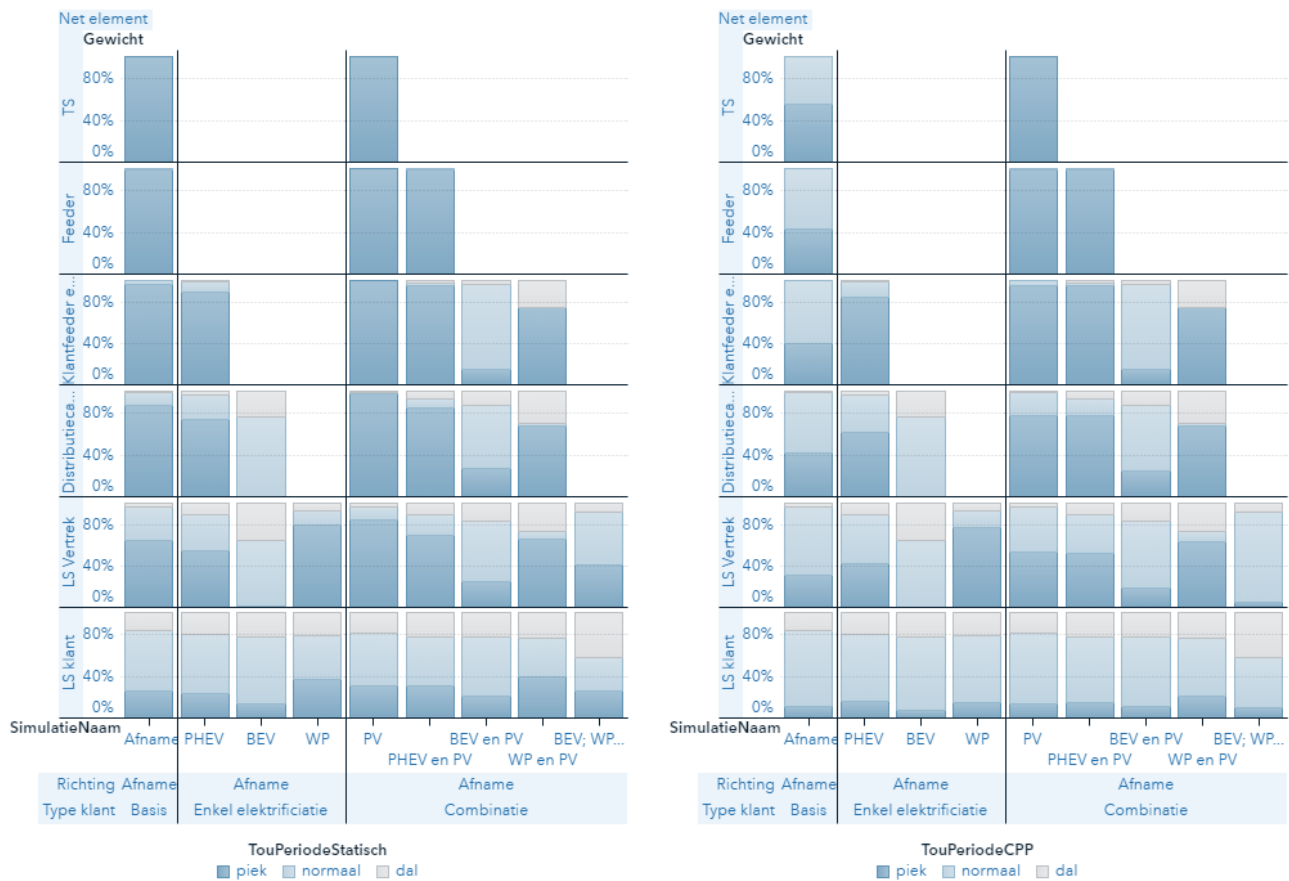
Figuur 49 Finaal voorstel van Fluvius, rekening houdend met verwachte trends. De keuze voor statische TOU ofwel Critical Peak Pricing maken we na beoordeling van de tariefimpact.

De wijzigingen zijn:

- De ToU piek van het nachttarief laten we wegvallen. We konden vaststellen dat die veroorzaakt wordt door schuifbare toepassingen en die piek zal dus meebewegen met het vooropgestelde schema. Een ToU dal vanaf 20 uur is niet kostenreflectief en brengt een te groot risico voor inrush-effecten mee. We eindigen zo in een drietrappensysteem: piek, normaal en dal. We wensen dat klanten maximaal uit ToU piek blijven, maar zijn er ons van bewust dat er dan veel onverschuifbaar comfortverbruik (bv koken) is. Toepassingen die een klant echt voor het slapengaan wil activeren, kan hij dan in de ToU normaal periode gebruiken. Toepassingen die pas de volgende dag moeten klaar zijn, kunnen schuiven in het nachtblok van de ToU dal.
- Bijkomend introduceren we een dalperiode tussen de ochtend- en avondpiek over de middag. We zien dat injectie de overhand zou gaan nemen als alle klanten onder een netfunctie zonnepanelen hebben. Enerzijds willen we daarmee injectiepieken voorkomen door bijkomende consumptie aan te trekken. Maar anderzijds, en mogelijk zelfs belangrijker voor Fluvius, geeft het de klant een extra tijdslot om hun ochtend- en avondverbruik in te schuiven. Die ochtend- en/of avondpiek zou daarom lager kunnen uitvallen dan vandaag. Dit voorstel is in de eerste plaats relevant voor klanten zonder zonnepanelen. Die krijgen nu voor het eerst een incentief voor lokale zelfconsumptie. Individuele zelfconsumptie is een goed gekend begrip bij klanten en behelst een

optimalisatie achter de meter. Met lokale zelfconsumptie bedoelt Fluvius dat, bijvoorbeeld tijdelijk, het midden of hoogspanningsnet niet nodig is om consument en product aan elkaar te ‘distribueren’. Dat betekent minder netkosten en minder netverliezen, want er komen geen of minder transformaties aan te pas. Let op dat dit systeem ook zinvol is voor klanten met zonnepanelen, specifiek in het seizoen relevant voor Fluvius, namelijk de winter. De lage zon laat zonnepanelen niet toe veel te produceren. Een klant zou daarom bijvoorbeeld zijn wagen niet opladen, omdat de ogenblikkelijke zelfconsumptie op dat moment al 100% is. Omdat zijn zonne-energie al ‘opgebruikt’ is, zal hij dan gebruik maken van de ToU dalperiode, waardoor het risico kleiner wordt dat hij zijn verbruik aan de avondpiek toevoegt. Onze stakeholders beklemtonen ook dat de prijskannibalisatie (de dalende marktprijs als gevolg van stijgend aanbod) van PV hierdoor kan temperen, een bijkomend voordeel los van kosten-reflectiviteit.

Passen we onze Monte Carlo analyse toe op de vooropgestelde tijdschema’s, krijgen we Figuur 50.

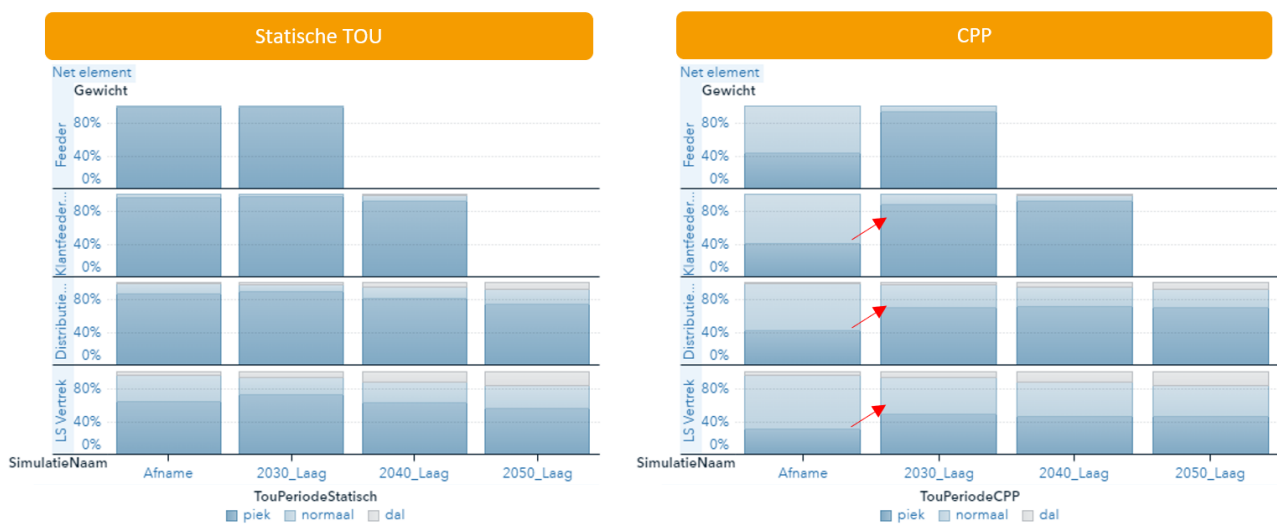


Figuur 50 Wanneer valt de asynchrone jaarpiek bij LS-klant en de synchrone op de diverse spanningsniveaus van Fluvius. In het linkse schema onze statische ToU en in het rechtse het CPP met temperatuur.

We krijgen dezelfde conclusie bij Figuur 48 met opdeling in uren. Afname en enkel PV zitten dominant in ToU piek. WP heeft piek om 7 uur die buiten ToU piek valt en BEV hebben een piek in ToU normaal door afstemming op het huidige nachttarief.

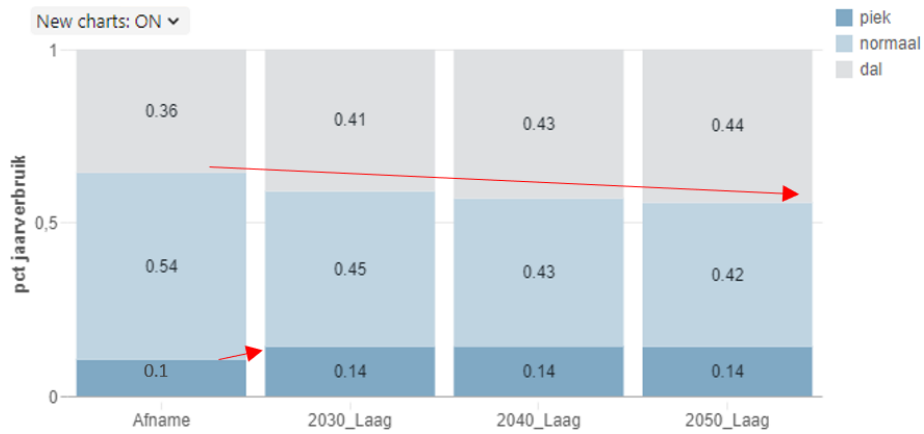
Heterogene groepen

De vorige oefening was nuttig om bepaalde trends te zien, maar het is zeker op hoger liggende netfuncties eerder onrealistisch dat alle klanten op dezelfde trend elektrificeren en PV-panelen plaatsen. In het investeringsplan van Fluvius, te raadplegen op onze website, werden verschillende scenario's uitgewerkt over hoe snel de energietransitie vooruit zou kunnen gaan door de opkomst van warmtepompen, elektrische wagens en zonnepanelen. Selecteren we telkens het minst ambitieuze scenario 'low' in de jaren 2030, 2040 en 2050, dan is er een duidelijke bevestiging dat ToU high stabiel blijft in de toekomst.



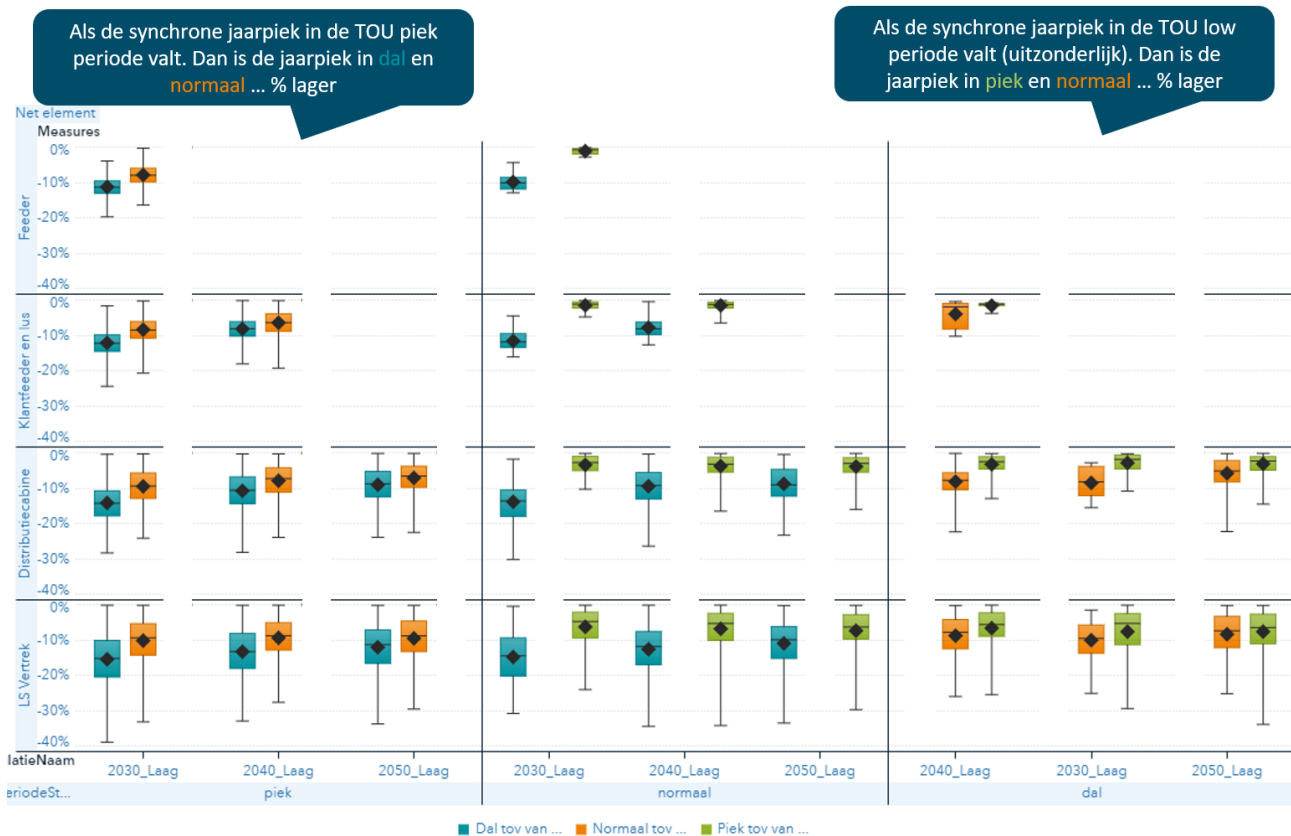
Figuur 51 De jaarpiek van onze assets zal in de toekomst nog veel vaker bij koude vallen (critical peak pricing, rechts) en bijgevolg dus ook in de winter (statisch, links)

De belangrijkste conclusie is dat temperatuur nog dominantier wordt, naarmate er meer elektrificatie bijkomt. We zien dat voor elke netfunctie het aandeel piek hoger ligt dan bij de huidige klant zonder elektrische wagen en warmtepomp. Onlogisch is die conclusie natuurlijk niet, zowel EV als WP zijn toepassingen die meer energie nodig hebben bij koude. Dat merken we ook in het jaarverbruik. We konden in Figuur 46 al vaststellen dat het jaarverbruik maal 3 of maal 4 gaat voor residentiële klanten, maar dat verbruik stijgt niet in elke ToU periode evenveel. De kritische ToU piekperiode waar nu al bijna drie op vier van onze assets piekt, ziet het verbruik relatief met 40% stijgen gevisualiseerd in Figuur 52. Absoluut zal dus het verbruik van onze klanten maal vijf of maal zes gaan in de ToU piekperiode. Let wel ook op de positieve trend dat er meer verbruik richting de dalperiode schuift. Dat is een combinatie van laden op nachttarief en die warmtepompen die opstarten om 7 uur 's morgens.



Figuur 52 Relatieve evolutie van het jaarverbruik met een sterke stijging van het verbruik in de ToU piekperiode

Omdat het verbruik in dal sterk stijgt, besluiten we dit hoofdstuk door te kijken hoeveel lager de piek zal zijn in ToU-dal ten opzichte van ToU-piek. Deze cijfers zijn er bij ongewijzigd gedrag, waardoor dal voldoende laag moet liggen om het schuivende verbruik te kunnen opvangen. Omdat het 45% van het jaar de periode dal is, zal de piek niet noodzakelijk moeten toenemen. Nemen we 2030, dan stellen we vast dat als de netfunctie een piek heeft in de ToU piekperiode, de piek in dal mooi onder de 10% blijft. (Zie linkse kolom)



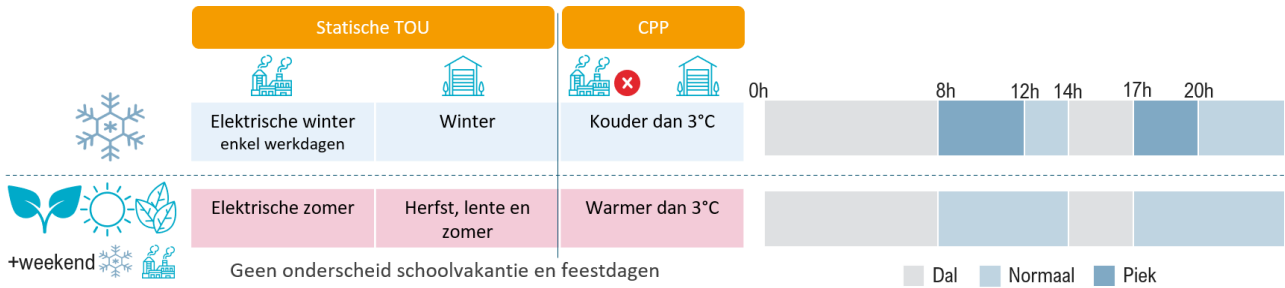
Figuur 53 In de kolommen de netfuncties met een jaarpijk in ToU piek, normaal of dal. De box plots geeft weer hoeveel lager de jaarpijk is in de andere ToU periode. (Bijvoorbeeld als de assets hun jaarpijk in normaal hebben, zal in 2040 de jaarpijk in dal gemiddeld 10% lager liggen)

3.8 Finale conclusie

We kunnen voor injectie de pieken op het netwerk niet voorspellen waardoor een ToU zonder onderscheid in productie per technologie onmogelijk blijkt. Voor afname is er duidelijk de link tussen temperatuur en uur om pieken te definiëren. Ons voorstel ToU piek werd als volgt opgebouwd. Enerzijds rond de uren in het jaar met veel netfuncties in piek om kostenreflectief te zijn met historische kosten. Anderzijds werd een periode genomen die ongeveer een piekverbruik van 10% hoger had dan het piekverbruik in de periode ToU normaal of dal om een stabiel en voorspelbaar uurrooster te genereren. Het bleek mogelijk met een minimaal verlies aan kostenreflectiviteit om een uurschema op te bouwen gelijk voor elke klantengroep en DNB. Enkel op seizoen en inclusie van het weekend bestaat er een onderscheid tussen de spanningsgroepen.

We kunnen bovenstaande conclusie niet met volledige zekerheid neerschrijven wegens de beperkte dataset. Voornamelijk de uren op de grenzen van de nieuwe ToU vensters zoals het uur 7, 13 en 19 vallen zowel in de historische als in de toekomstige data tussen hamer en aambeeld. De sterke opkomst van injectiepieken op het distributienet in 2022 zou zich kunnen doorzetten in de gegevens 2023, maar dat kon Fluvius bij het indienen van deze studie onvoldoende evalueren. Het lijkt aanbevolen om de exacte parameters te blijven opvolgen.

We sluiten dit hoofdstuk af met twee modellen om tariefimpact op te berekenen: een statisch ToU met seizoenen winter en een Critical Peak Pricing model met temperatuur. Beide modellen voldoen technisch als ToU, maar we berekenen in volgend hoofdstuk 4 dat het statische model een voldoende hoge piek-dalratio heeft en stellen vast in het hoofdstuk 5.1 dat de klantweerstand hiervoor het laagst is.



Figuur 54 Voorstel voor een ToU-schema met of seizoenen of temperatuur

4 Keuze tariefmodel en impact op de factuur

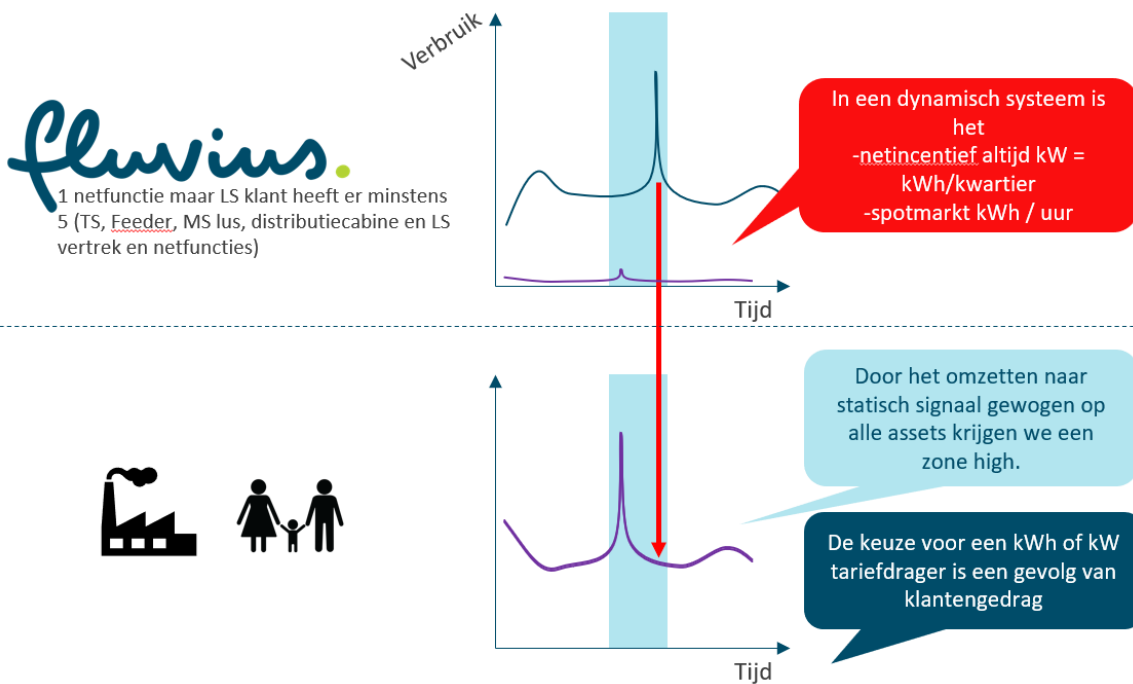
Nu we bepaald hebben welk ToU schema er kan gekozen worden, zetten we dit schema om in een tariefmodel en evalueren de impact op onze klanten. Dat gebeurt door de tariefdrager kWh en/of kW aan te passen met het ToU tijdsmodel. Eerst bepalen we welke tariefdrager we moeten aanpassen, dan hoe hoog de piek/dal ratio moet zijn. Omdat tarieven een 'zero sum game' inhouden op korte termijn gebaseerd op historische kosten, kan ToU de netkosten op korte termijn niet reduceren. Als ToU werkt en Fluvius zijn toekomstig investeringsritme kan bijstellen, zal de totale maatschappelijke kost dalen. In dit hoofdstuk ligt de focus op de herverdeling op korte termijn.

4.1 Keuze tariefdrager ToU afname

ToU moet worden toegepast op de variabele tariefdrager kWh of kW. Om het gewenste duurzame piekreductie-effect te krijgen, is het cruciaal de juiste keuze te maken. We bekijken eerst het principe, dan beschrijven we de voor- en nadelen van de twee tariefdragers, en finaal evalueren we het Vlaamse landschap. De keuze voor een bepaalde tariefdrager vloeit tenslotte integraal voort uit individueel klantengedrag versus geaggregeerd klantengedrag op de netfuncties.

4.1.1 Individueel klantengedrag versus geaggregeerd klantengedrag op de netfuncties.

Een netbeheerder bouwt een net, zodat zijn individuele klanten performant van energie voorzien worden. Elke klant is anders, zowel zijn toepassingen, als het tijdstip waarop hij die toepassingen gebruikt. Een individuele klant kan bijvoorbeeld 's middags koken, terwijl zijn burens altijd 's avonds koken. Op het Fluvius-netwerk zal dat geaggregeerd klantengedrag vermoedelijk leiden tot een avondpiek. Een netwerkbeheerder moet dus geen netten aanleggen die de som van alle hoogste individuele klantpieken aankunnen. Bij een lage gelijktijdigheid van het piekverbruik, kan het netwerk van Fluvius een lager vermogen aan dan de som van de individuele klantpieken, en toch nooit uitvallen wegens overbelasting. Hoe hoger op het netwerk, hoe kleiner het effect van een individuele klant. Een distributiecabine bedient bijvoorbeeld gemiddeld 100 klanten, terwijl een transformatorstation er 9 000 bedient.





Figuur 55 De individuele impact van een klant (onderaan) is beperkt vanuit een netfunctie bekeken (bovenaan). Enkel de geaggregeerde impact is relevant.

In het vorige hoofdstuk bepaalden we een ToU periode voor het gemiddelde Fluvius netwerk. De focus lag daar op een hoge ToU efficiëntie om in zo kort mogelijke tijd zoveel mogelijk assets op te vangen. Daardoor ontstaat een band die we als high beschouwen. Elke individuele klant moet zijn verbruik maximaal uit deze band houden, zodat gemiddeld gezien de Fluvius-assets hun piek zouden dalen / niet verder zouden stijgen.

Een dynamisch en lokaal tarief (belangrijk: vorig hoofdstuk 3.2.3 toonde aan dat zo iets vandaag niet kan werken) zou op een asset met scherpe piek welgeteld één kwartier per jaar incentivieren (0,002% van het jaar). Het Fluvius-ToU-voorstel uit voorgaande oefening zou ongeveer 8% van het jaar incentivieren met ToU piek. Zo'n dynamisch en lokaal voorstel zou theoretisch dus incentivieren in kWh/kwartier oftewel kW. Een in de praktijk realistisch voorstel werkt echter met een bredere band. Daarom is het belangrijk om in te zien dat jij als klant geen zicht hebt op de individuele piek van jouw bovenliggende netfuncties. Dat zijn er trouwens wel wat: LS vertrek, distributiecabine, middenspanningslus, schakelpost (mogelijk tot drie na elkaar), een MS feeder, een transformatorenstation en finaal het hoogspanningsnet. In ons voorstel krijgen we een ochtendpiek van vier aaneensluitende uren en een avondblok met drie aaneensluitende uren. Je zou dus kunnen stellen een kWh/4_uur wat ook op een waarde in kW uitkomt. Met een kW tariefdrager bedoelen we echter de ene hoogste kWh/kwartier waarde in het jaar, maand, ToU piek- of dalperiode, en niet de gemiddelde waarde over een langere periode. De juiste keuze is dus afhankelijk van de correlatie tussen de netsysteempiek en de individueel hoogste piek.

4.1.2 Voor- en nadelen van de variabele tariefdragers

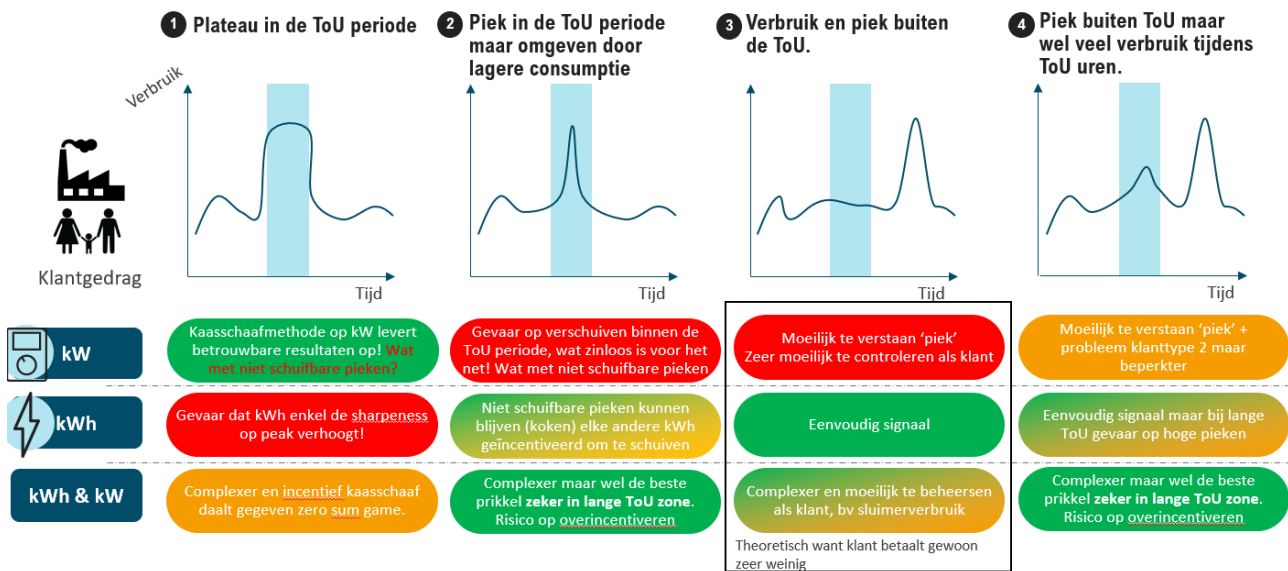
We werkten onderstaand schema uit met in het paars de hoofdredenen om in 2023 naar een Captar-signaal over te gaan.

| Principe | Voordeel | Nadeel |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|  <ul style="list-style-type: none"> Het hoogste piekverbruik tijdens de ToU periode wordt aangerekend aan een hogere prijs | <ul style="list-style-type: none"> Kostenreflectief: directe link tussen piekverbruik en investeringsnoden Hoe hoger het aandeel in kW hoe lager de €/kWh is → wegnemen roadblock elektrificatie Voorkomt inrush current bij ingang kWh low | <ul style="list-style-type: none"> Piekverbruik van verschillende toegangspunten op een netfunctie niet noodzakelijk gecorreleerd Geen incentive om het verbruik verder te beperken eens de piek gereduceerd is tot het minimum voor de verbruiker of tot het minimum dat de individuele gebruiker aanvaardbaar vindt Heb je in het begin van de meetperiode toevallig een hoge waarde dan vervalt het incentief Valt een niet verschuifbare piek zonder comfortverlies in het ToU venster dan heb je in praktijk geen incentief. |
|  <ul style="list-style-type: none"> Het nettatarief voor kWh-en verbruikt tijdens ToU is hoger | <ul style="list-style-type: none"> Zet gebruiker aan om het volledige elektriciteitsverbruik buiten de ToU periode te verplaatsen "Garantie" dat het geaggregeerde verbruik van verschillende aansluitpunten tijdens de kritische periode effectief daalt | <ul style="list-style-type: none"> Kan gepercipieerd worden als niet kostenreflectief, maar.... <ul style="list-style-type: none"> Captar vandaag = kWh/kwartier Captar met ToU = kWh/x uur <p>Blijkt de ToU in kWh high te lang of enkelvoudig tarief dan kunnen hoge piekbelastingen ontstaan</p> <p>Bij overgang van high naar low kunnen rush in effecten veroorzaken, bv excl nacht</p> <p><small>Vandaar er in sommige landen meer tijdschema's en/of bredere zones (de low start later op) gekozen worden.</small></p> |

Figuur 56 Voor- en nadelen van de diverse tariefdragers met in paars de motivatie om in 2023 het capaciteitstarief te introduceren.

4.1.3 Tariefdragers per type klant

We beschrijven vier types klanten in relatie tot klantgedrag ten opzichte van systeempiek. De opdeling is geen vaste oefening en kan voor elke klant jaarlijks anders zijn. Enkel het Vlaams gemiddelde is relevant.



Figuur 57 Afhankelijk van het type klant is de ene of de ander tariefdrager aangewezen.

- I Een eerste klant heeft een volcontinu verbruik tijdens de ToU piekperiode en zal het best reageren op een kW-prikkel die uniform over de ToU piekperiode zal dalen.
- II Een tweede klant heeft wel zijn individuele piek in het ToU venster, maar zijn piek is veel smaller dan de ToU piekperiode. kW is ten sterkste afgeraden, want deze klant zou zijn individuele piek kunnen doen zakken, maar die kWh'en niet uit het gemiddelde systeempiek ToU piekperiode houden. Deze klant zou dus individueel besparen in kW, maar geen enkele reductie van de systeempiek optekenen.
- III Een derde type klant valt buiten de ToU piekperiode, al dan niet toevallig of ten gevolge van gedragswijziging na introductie van dit tarief. Dit type klant moet niet verder geïncentiveerd worden. Elke klant is dankzij zijn sluimerverbruik minstens een type 3 klant.
- IV Voor klant type 4 kan kW ingewikkeld overkomen, want zijn individuele piek valt buiten de ToU piekperiode. Maar hij heeft veel verbruik tijdens de piekperiode. Bij reductie van zijn piek kan hetzelfde effect optreden als bij klanttype 2. Daarom is kWh het beste incentief.

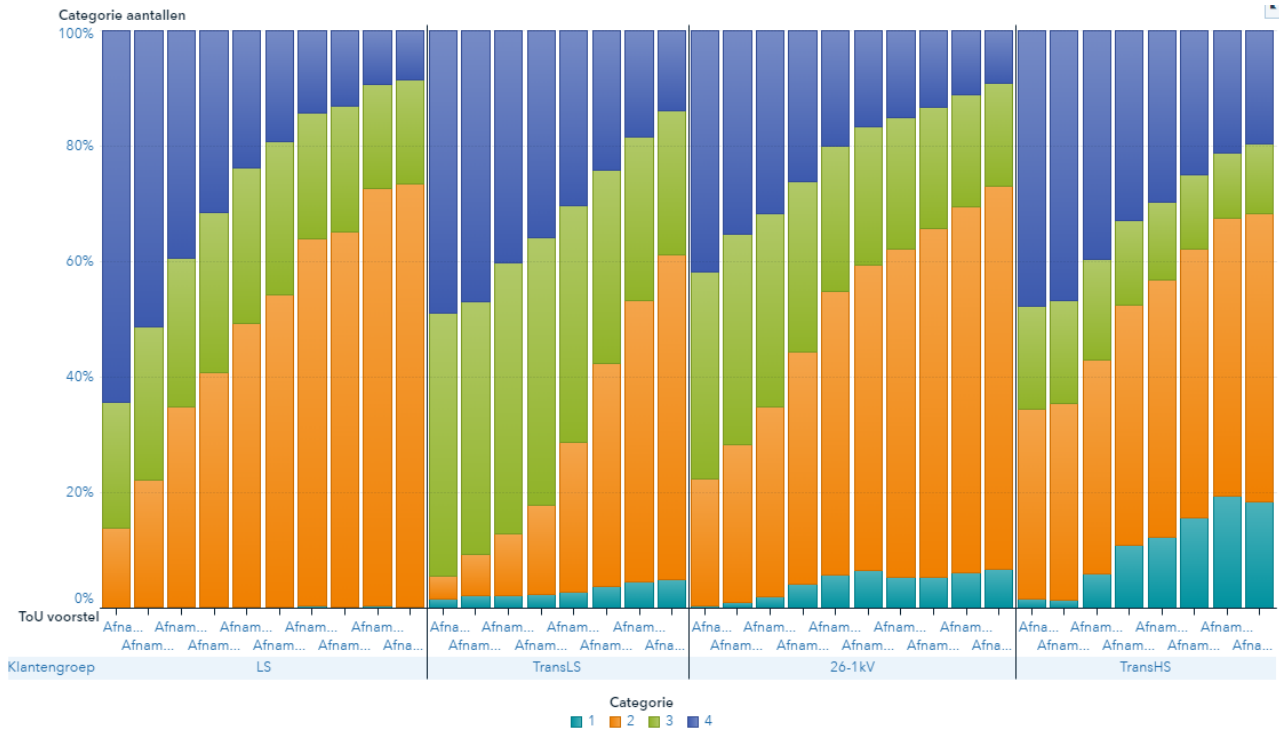
De visualisatie in Figuur 57 schets het principe. In realiteit is de ToU namelijk een dagelijks wederkerig tijdsvenster in een bepaald seizoen. De concrete parametrisatie voor de klantengroep is sterk afgezwakt, het is sterk in het voordeel van klanttype 1.

1. Wanneer vallen de klantpieken, voorwaarde om klanttype 1 of 2 te zijn.
 - o Voor LS en Trans LS moeten minstens 2 van 3 maandpieken in seizoen winter in de ToU piekperiode (dus om 8, 9, 10, 11, 17, 18 of 19h) vallen.
 - o Voor 26-1kV en TransHS moeten minstens 3 van de 5 maandpieken in seizoen elektrische winter in de ToU piekperiode (dus om 8, 9, 10, 11, 17, 18 of 19h) vallen.
2. Load factor om een plateau te bepalen en onderscheid tussen klanttype 1 of 2 te maken. (Verbruik in ToU-piek gedeeld door de jaarpiek gedeeld door aantal uren in ToU-piek).
 - o Moet hoger zijn dan 60% in elke klantengroep.

3. Klanttype 3 wordt toegekend als voorwaarde 1 niet voldaan is en de load factio minder bedraagt dan
 - Voor LS tijdens ToU-piek 15% zijn, voor TransLS 30% en voor 26-1kV en TransHS 30%
4. Klanttype 4 wordt toegekend als voorwaarde 1 en 3 niet voldaan zijn in combinatie met een relatief jaarverbruik die voldoende hoog moet zijn in de ToU-piek periode. (procentueel aandeel van het jaarverbruik gedeeld door aantal uren in de ToU piek periode gedeeld door som van alle uren in het jaar)
 - 85% voor elke klantengroep

4.1.4 Evaluatie klantengedrag

We plotten voor een aantal ToU combinaties op de efficiënt frontiers de verschillende types klanten uit. Zo kunnen we een bepaalde trendlijn vaststellen zoals in elke klantengroep.

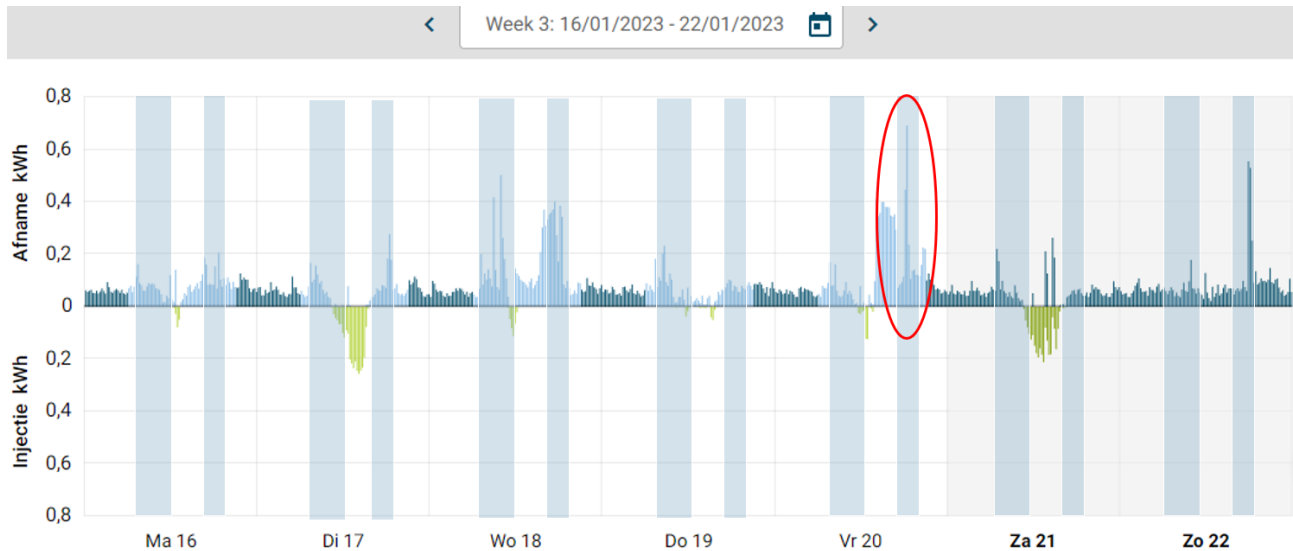


| Klantengroep | ToU voorstel | 1 | 2 | 3 | 4 |
|--------------|-------------------------------------------------------------------------|---|---|---|---|
| LS | Afname LS Hi winter 1 blok: 18 | | | | |
| LS | Afname LS Hi winter 1 blok: 18 19 | | | | |
| LS | Afname LS Hi winter 1 blok: 17 18 19 | | | | |
| LS | Afname LS Hi winter 2 blokken: 9 17 18 19 | | | | |
| LS | Afname LS Hi winter 3 blokken: 9 11 17 18 19 | | | | |
| LS | Afname LS Hi winter 3 blokken: 8 9 11 17 18 19 | | | | |
| LS | Afname LS Hi winter 3 blokken: 8 9 11 12 17 18 19 | | | | |
| LS | Afname LS Hi winter 4 blokken: 8 9 11 12 17 18 19 23 | | | | |
| LS | Afname LS Hi winter 3 blokken: 8 9 10 11 12 17 18 19 23 | | | | |
| LS | Afname LS Hi winter 3 blokken: 0 8 9 10 11 12 17 18 19 23 | | | | |
| TransLS | Afname TransLS Hi winter 1 blok: 18 | | | | |
| TransLS | Afname TransLS Hi winter 1 blok: 17 18 | | | | |
| TransLS | Afname TransLS Hi winter 1 blok: 17 18 19 | | | | |
| TransLS | Afname TransLS Hi winter 2 blokken: 12 17 18 19 | | | | |
| TransLS | Afname TransLS Hi winter 3 blokken: 10 12 17 18 19 | | | | |
| TransLS | Afname TransLS Hi winter 3 blokken: 9 10 12 17 18 19 | | | | |
| TransLS | Afname TransLS Hi winter 2 blokken: 9 10 11 12 17 18 19 | | | | |
| TransLS | Afname TransLS Hi winter 2 blokken: 8 9 10 11 12 17 18 19 | | | | |
| 26-1kV | Afname 26-1kV Hi elektrische winter 1 blok: 18 | | | | |
| 26-1kV | Afname 26-1kV Hi elektrische winter 2 blokken: 9 18 | | | | |
| 26-1kV | Afname 26-1kV Hi elektrische winter 3 blokken: 9 11 18 | | | | |
| 26-1kV | Afname 26-1kV Hi elektrische winter 2 blokken: 9 10 11 18 | | | | |
| 26-1kV | Afname 26-1kV Hi elektrische winter 2 blokken: 8 9 10 11 18 | | | | |
| 26-1kV | Afname 26-1kV Hi elektrische winter 2 blokken: 8 9 10 11 12 18 | | | | |
| 26-1kV | Afname 26-1kV Hi elektrische winter 2 blokken: 8 9 10 11 12 18 19 | | | | |
| 26-1kV | Afname 26-1kV Hi elektrische winter 2 blokken: 8 9 10 11 12 17 18 19 | | | | |
| 26-1kV | Afname 26-1kV Hi elektrische winter 2 blokken: 8 9 10 11 12 13 17 18 19 | | | | |
| TransHS | Afname TransHS Hi elektrische winter 1 blok: 8 | | | | |
| TransHS | Afname TransHS Hi elektrische winter 2 blokken: 8 18 | | | | |
| TransHS | Afname TransHS Hi elektrische winter 2 blokken: 8 9 18 | | | | |
| TransHS | Afname TransHS Hi elektrische winter 3 blokken: 8 9 11 18 | | | | |
| TransHS | Afname TransHS Hi elektrische winter 3 blokken: 8 9 11 17 18 | | | | |
| TransHS | Afname TransHS Hi elektrische winter 3 blokken: 8 9 11 12 17 18 | | | | |
| TransHS | Afname TransHS Hi elektrische winter 2 blokken: 8 9 10 11 12 17 18 | | | | |
| TransHS | Afname TransHS Hi elektrische winter 3 blokken: 8 9 10 11 12 17 18 23 | | | | |

Figuur 58 Bovenaan de verschillende klanttypes per klantengroep en per scenario. De scenario's in de kolommen staan volledig geschreven in de tabel daaronder.

In elke combinatie, zowel lang als kort, is het duidelijk dat klanttype 2 en 4 de grootste groep vormen. Enkel bij onze klantengroep TransHS, de industriële elektrische verbruikers, zien we een

relevant aandeel type 1 klanten. We concluderen dat het incentivieren van de systeempiek moet gebeuren in kWh. Let wel, een kW-prikkel blijft aangewezen om inrush effecten van ToU low tegen te gaan of om toevallige piekconcentraties in elk ToU blok te voorkomen.



Figuur 59 Een kW-prikkel heeft onvoldoende incentief om in alle tijdsblokken van het ToU high signaal een incentief te geven. Enkel de hoogste piek moet zakken.

De mogelijkheid om beide tariefdragers te kunnen inschakelen in Vlaanderen, heeft nog een belangrijk gevolg, afwijkend van ons omringende landen. Bijvoorbeeld in Frankrijk, zie 6.1.2. Maar ook in Vlaanderen met dag/nacht werden meerdere uurschema's uitgerold om inrush-effecten bij overgang naar een ToU low of nacht enigszins tegen te gaan. Omdat wij dankzij de moderne digitale meter wel een piek kunnen aanrekenen, beoordeelt Fluvius het vandaag onnodig om dit te doen. Enerzijds voorkomt het kW signaal dat en anderzijds zijn de normale periode en de dalperiode voldoende laag.

We concluderen dat tariefdrager kWh moet gekozen worden om de systeempiek te incentivieren naar onze klanten, zodat elke kWh zoveel mogelijk uit de systeempiek Vlaanderen blijft. Ook voor tariefdrager kW blijft de reden onveranderd ten opzichte van de studie voor TM 21-24. Captar is een systeem om 24/7 lokaal toevallige piekconcentraties tegen te gaan en een roadblock naar elektrificatie weg te nemen door de euro/kWh niet onnodig te verhogen met niet kostenreflectieve netkosten total hours kWh.

| kW | kWh |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <ul style="list-style-type: none"> ➖ Systeempiek: Enkel de hoogste klantpiek binnen het venster 'gemiddelde systeempiek Vlaanderen' dient gereduceerd te worden om te besparen als klant en dat op maandbasis ipv allemaal! = 1 kwartier van de 868 kwartieren per maand in ToU piek voor LS. ➖ De ToU piek periode omvat comfortverbruik = koken. Maw het incentief om stuurbaar verbruik te schuiven buiten het koken valt weg. ➕ Lokale effecten die afwijken van de gemiddelde systeempiek: Tenzij voor comfortverbruik hebben de klanten dankzij een kW prikkel een BC om energie te spreiden. Anders gesteld ook buiten de ToU piek periode dient de €/kW_{maand} voldoende hoog te zijn! | <ul style="list-style-type: none"> ➕ Systeempiek : Elke kWh in de periode gemiddelde systeempiek Vlaanderen (Fluvius + Elia) heeft een business case om te verschuiven. Is dat nu tijdens jou individuele piek of niet is niet belangrijk. De ToU komt er door geaggregeerd hoog (gelijktijdig) verbruik. ➖ Lokale effecten: Lokale piekconcentraties kunnen ontstaan. De €/kWh in normaal en dal zijn te laag en de tijdsperiode te lang om een effect hebben. |

Beide variabele tariefdragers hebben hun toegevoegde waarde, maar elke tariefdrager dient een ander doel. Een tarief met beide tariefdragers neutraliseert als het nadeel van een tarief van de tariefdragers afzonderlijk.

4.2 Keuze tariefdrager injectie

Omdat we voor injectie geen TOU konden bepalen, brengen we injectie naar een apart hoofdstuk. We evalueren hier een tariefdrager voor de volledige netkost injectie. Hoe hoog de kost voor injectie moet zijn, komt hier niet bod. We onderscheiden volgende technologieën:

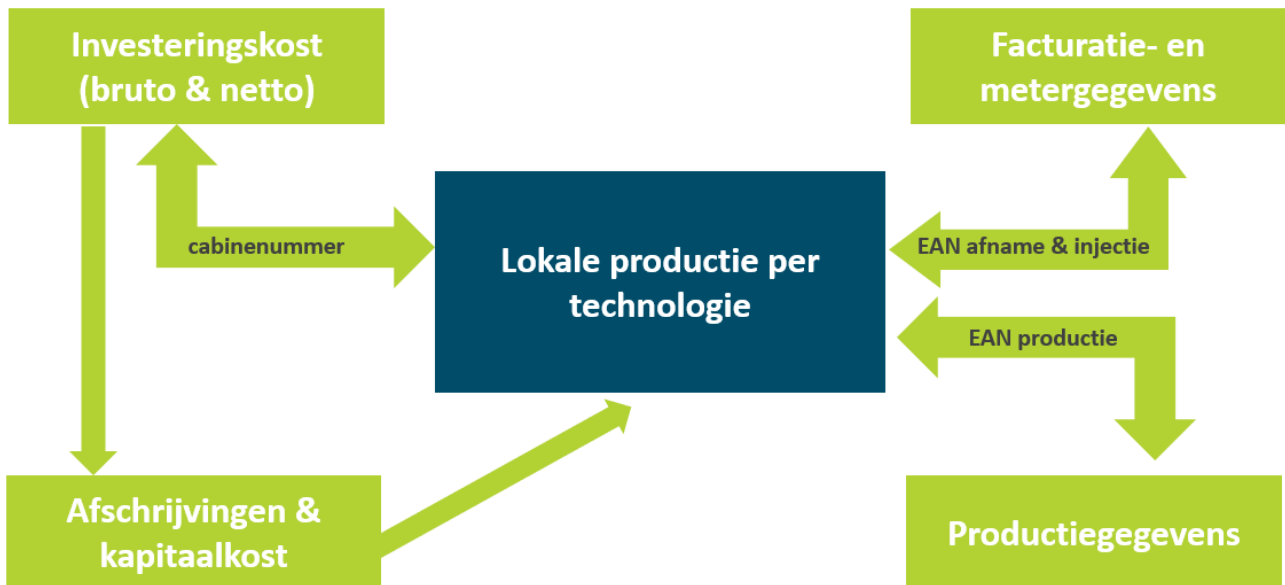
- Batterijen (als injectie-asset)
- Biomassa
- Diesel (geen WKK)
- Noodgroepen
- Organic Ranking Cycle
- Waterkracht
- Warmtekrachtkoppelingen (WKK)
- Windenergie
- Zonne-energie

In deze analyse focussen we ons op de 100% toewijsbare investeringen & tussenkomsten aan injectie en de hiermee gepaard gaande jaarlijkse afschrijvingen en kapitaalkosten. De onderhoudskosten, extra kosten netverliezen, ... worden niet in de scope opgenomen. Dit betekent dat de analyse de ondergrens weergeeft van de kosten. Want als een kost niet 100% toewijsbaar is, wordt hij niet meegenomen.

4.2.1 Werkwijze

Vanuit de boekhouding kan de investeringskost voor decentrale productie niet worden afgezonderd. Daarom werd deze analyse op basis van de assetmanagementstructuur benaderd. We moeten dan naast de assetdatabanken ook de linken leggen met de projectuitvoering. Dat is

een manueel proces. In onderstaand overzicht is de gehanteerde werkwijze schematisch weergegeven:



Figuur 60 Werkwijze ter bepaling van kost per technologie

1) Vertrekpunt: lijst lokale productie per technologie > 10 kVA

Het vertrekpunt van de analyse is een overzichtslijst van decentrale productie groter dan 10 kVA per technologie (installaties <= 10 kVA werden niet opgenomen, deze klanten betalen geen injectietarief).

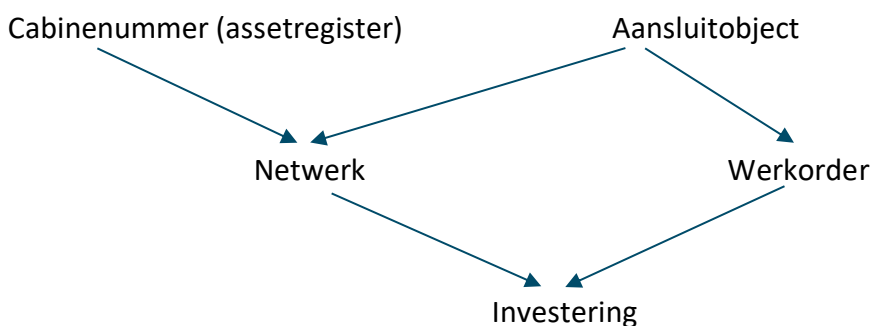
Deze lijst wordt opgesteld door de afdeling Netbeheer en wordt voor de kwartaalrapportering van decentrale productie Fluvius gehanteerd.

2) Investeringskost bruto – netto

Voor de lijst lokale productie per technologie > 10 kVA werden de bruto investeringen en tussenkomsten opgezocht in de systemen.

3) Bruto-investeringen

De lijst lokale productie per technologie bevat het **cabinummer (assetregister)** en het **aansluitobject**.



Op basis hiervan kunnen de activiteiten van netwerken (via cabinenummer en aansluitobject, gebruikt voor ruimere taken) of de werkorders (via aansluitobject, gebruikt voor kleinere taken zoals vervanging van meters) worden opgevraagd.

Vermits deze informatie enkel beschikbaar is in de systemen voor de ex-Eandis-netbeheerders, werden de netbeheerders Fluvius Antwerpen, Fluvius Limburg, Fluvius West en PBE uitgesloten in de analyse. Door de uniformisering van de processen en systemen zal die info in de toekomst ook voor het hele werkingsgebied van Fluvius beschikbaar worden.

Tussenkomen

Aan de hand van de netwerken werden de hieraan gerelateerde verkoopartikels met betrekking tot tussenkomsten elektriciteit opgevraagd.

| Technologie | Bruto inv | TSK | Netto inv. |
|-----------------------|--------------------|-------------------|-------------------|
| Diesel (geen WKK) | 1.832.180 | 25.942 | 1.806.239 |
| Noodgroep | 680.525 | 7.359 | 673.166 |
| Zonne-Energie (PV) | 46.730.683 | 8.820.216 | 37.910.467 |
| Batterij | 31.667 | 89.470 | -57.803 |
| Windenergie | 35.452.938 | 8.444.165 | 27.008.773 |
| Waterkracht | 6.282 | 10.824 | -4.541 |
| WKK | 16.505.345 | 8.857.885 | 7.647.460 |
| Organic Ranking Cycle | 54.053 | 5.409 | 48.644 |
| Biomassa (geen WKK) | 227.501 | 11.545 | 215.956 |
| Eindtotaal | 101.521.174 | 26.272.814 | 75.248.361 |

Kosten injectie bruto - netto

Om de bruto- of netto- kosten van injectie te bepalen, werd een percentage voor afschrijvingen en kapitaalkost toegepast op de bruto- of netto-investeringen.

Afschrijvingspercentage

Bij de boekhouding zijn de afschrijvingen voor decentrale productie niet gekend. Dit werd benaderd op basis van de assetmanagementstructuur.

Twee lijsten zijn gegenereerd:

- a) De overzichtslijst van decentrale productie per assettype, per jaar
- b) De overzichtslijst van de totale investeringen per assettype, per jaar

We genereren de lijst per assettype, omdat aan elk assettype (kabels, lijnen, cabines, ...) een specifiek afschrijvingspercentage is gekoppeld.

Voor elk jaar werd eerst het injectiepercentage bepaald door de lijst van de investeringen decentrale productie (=lijst a)) te delen door de lijst van de totale investeringen (=lijst b), per assettype, per jaar.

Vervolgens werd dit injectiepercentage toegepast op de totale afschrijvingen uit de boekhouding, voor elk individueel assettype en elk jaar.

Voor alle assettypes samen krijgen we op die manier een gemiddeld afschrijvingspercentage van **2,81%**. Dit percentage werd toegepast op de injectie-gerelateerde investeringen.

Kapitaalkost

Een kapitaalkost van **3,5 %** werd gehanteerd. Dit is de gewogen gemiddelde kapitaalkost uit de tariefmethodologie 2021-2024.

Afschrijvings- en kapitaalkost

Bovenstaande percentages (2,81% en 3,5%) werden toegepast op de totale injectie-gerelateerde investeringen (1.3.2). Dit resulteert in volgende injectiekost per technologie, per jaar:

| Technologie | Jrl.K Bruto | Jrl.K Netto |
|-----------------------|----------------------|--------------------|
| Diesel (geen WKK) | 115.539 | 113.903 |
| Noodgroep | 42.915 | 42.451 |
| Zonne-Energie (PV) | 2.946.883 | 2.390.672 |
| Batterij | 1.997 | -3.645 |
| Windenergie | 2.235.698 | 1.703.200 |
| Waterkracht | 396 | -286 |
| WKK | 1.040.843 | 482.256 |
| Organic Ranking Cycle | 3.409 | 3.068 |
| Biomassa (geen WKK) | 14.346 | 13.618 |
| Eindtotaal | 6.402.026 (*) | 4.745.236 |

Aantallen

De basislijst lokale productie per technologie bevat eveneens per installatie een EAN-nummer afname, injectie en productie. Aan de hand van deze gegevens kunnen volgende aantallen worden opgehaald:

- kWh/kW max/kW gemiddelde afname
- kWh/kW max/kW gemiddelde injectie
- overschrijding injectie- versus afnamepiek max of gemiddeld per EAN
- kWh productie
- geïnstalleerd productievermogen

Eén EAN-nummer kent vaak meerdere installaties (bv. combinatie van zon en WKK bij één afname EAN, ...). De kWh werden bij dergelijke EAN's verdeeld over de installaties volgens het geïnstalleerd productievermogen. We hebben gekozen voor het geïnstalleerde vermogen omdat dit bepalend is voor de dimensionering van de netten.

Volgende volumes voor het jaar 2022 kunnen worden vastgesteld:

| Technologie | Aantal EAN afn | Afn_kWh | Afn_piek_max | Gem_afn_piek |
|-----------------------|----------------|----------------------|------------------|------------------|
| Diesel (geen WKK) | 17 | 55.922.114 | 16.696 | 12.445 |
| Noodgroep | 35 | 103.911.615 | 25.640 | 21.178 |
| Zonne-Energie (PV) | 6.686 | 3.063.240.581 | 1.109.814 | 915.802 |
| Batterij | 9 | 1.306.871 | 880 | 690 |
| Windenergie | 266 | 368.081.236 | 133.648 | 110.170 |
| Waterkracht | 6 | 61.121 | 55 | 69 |
| WKK | 487 | 616.279.935 | 365.109 | 255.253 |
| Organic Ranking Cycle | 5 | 341.536 | 1.251 | 855 |
| Biomassa (geen WKK) | 12 | 6.555.289 | 20.054 | 8.807 |
| Eindtotaal | 7.523 | 4.215.700.299 | 1.673.148 | 1.325.269 |

| Technologie | Injectie_kWh | Inj_piek_max | Overschr_piek_inj_max | Inj_piek_maand | Overschr_piek_inj_maand |
|-----------------------|----------------------|------------------|-----------------------|------------------|-------------------------|
| Diesel (geen WKK) | 2.647.865 | 7.303 | 762 | 4.599 | 245 |
| Noodgroep | 3.627.362 | 4.513 | 503 | 2.608 | 355 |
| Zonne-Energie (PV) | 525.886.894 | 752.133 | 285.987 | 543.746 | 201.590 |
| Batterij | 678.357 | 1.052 | 319 | 809 | 259 |
| Windenergie | 1.445.604.483 | 846.463 | 759.278 | 758.887 | 697.953 |
| Waterkracht | 587.384 | 150 | 95 | 129 | 93 |
| WKK | 1.715.206.225 | 557.442 | 350.611 | 486.260 | 365.825 |
| Organic Ranking Cycle | 10.154.937 | 2.812 | 1.605 | 2.351 | 1.531 |
| Biomassa (geen WKK) | 278.241.758 | 53.582 | 33.807 | 48.672 | 39.895 |
| Eindtotaal | 3.982.635.266 | 2.225.450 | 1.432.967 | 1.848.062 | 1.307.747 |

| Technologie | Prod_kWh | Geïnst. prod.verm. (kVA) |
|-----------------------|----------------------|--------------------------|
| Diesel (geen WKK) | 72.271.028 | 26.050 |
| Noodgroep | 245.533.828 | 38.677 |
| Zonne-Energie (PV) | 1.133.045.438 | 1.039.138 |
| Batterij | 584.271 | 1.893 |
| Windenergie | 1.634.921.545 | 938.717 |
| Waterkracht | 666.927 | 306 |
| WKK | 2.856.944.792 | 926.361 |
| Organic Ranking Cycle | 25.010.246 | 5.130 |
| Biomassa (geen WKK) | 402.939.489 | 77.829 |
| Eindtotaal | 6.371.917.564 | 3.054.100 |

4.2.2 Analyse tariefdragers

4.2.2.1 Injectiekost/volume tariefdrager per technologie

Injectiekost bruto/volume tariefdrager per technologie

In onderstaande tabel werden de injectiekosten per technologie gedeeld door de volumes per tariefdrager. Per kolom werd in het blauw aangeduid welke technologie een injectiekost heeft die hoger is dan het gemiddelde, in het bruin de technologieën met een injectiekost lager dan het gemiddelde.

| BRUTO | Huidige tariefdrager | | Alternatieven | | | | | | | | | |
|-----------------------|------------------------|-------------|----------------------------------|-------------|------------------------------------------------|----------------|-----------------------------------------|-------------|-----------------------------------------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
| | T_JrI.K Net/inj/MWh | %tot | 1) T_jrI.K/inj_1) piek_max | 1) %tot | 2) T_JrI.K Nett/overschr_2) inj_piek_max | 2) %tot | 3) T_JrI.K Net/inj_piek_m 3) aand | 3) %tot | 4) T_JrI.K Net/overschr_i nj_piek_maand | 4) %tot | 5) T_JrI.K Net/Geinst. verm | 5) %tot |
| Diesel (geen WKK) | 43,63 | 2714% | 15,82 | 550% | 151,66 | 3394,67% | 25,12 | 725% | 471,72 | 9636% | 4,44 | 212% |
| Noodgroep | 11,83 | 736% | 9,51 | 331% | 85,34 | 1910,22% | 16,45 | 475% | 120,75 | 2467% | 1,11 | 53% |
| Zonne-Energie (PV) | 5,60 | 349% | 3,92 | 136% | 10,30 | 230,64% | 5,42 | 156% | 14,62 | 299% | 2,84 | 135% |
| Batterij | 2,94 | 183% | 1,90 | 66% | 6,26 | 140,03% | 2,47 | 71% | 7,72 | 158% | 1,06 | 50% |
| Windenergie | 1,55 | 96% | 2,64 | 92% | 2,94 | 65,91% | 2,95 | 85% | 3,20 | 65% | 2,38 | 114% |
| Waterkracht | 0,67 | 42% | 2,64 | 92% | 4,17 | 93,30% | 3,06 | 88% | 4,26 | 87% | 1,30 | 62% |
| WKK | 0,61 | 38% | 1,87 | 65% | 2,97 | 66,45% | 2,14 | 62% | 2,85 | 58% | 1,12 | 54% |
| Organic Ranking Cycle | 0,34 | 21% | 1,21 | 42% | 2,12 | 47,53% | 1,45 | 42% | 2,23 | 45% | 0,66 | 32% |
| Biomassa (geen WKK) | 0,05 | 3% | 0,27 | 9% | 0,42 | 9,50% | 0,29 | 9% | 0,36 | 7% | 0,18 | 9% |
| Gemiddelde | 1,61 | 100% | 2,88 | 100% | 4,47 | 100,00% | 3,46 | 100% | 4,90 | 100% | 2,10 | 100% |

Uit deze tabel blijkt dat er een aanzienlijk verschil is in de 100% toewijsbare injectiekost per technologie.

Kijken we naar de huidige tariefdrager (injectie kWh), dan zijn de gemiddelde kosten hoger voor de technologieën diesel, noodgroep, zonne-energie en batterij. Deze verschillen met het gemiddeld tarief zijn groot: tussen 183 % hoger tot 2 714 % in verhouding tot het gemiddelde.

Injectiekost netto/volume als tariefdrager per technologie

Eenzelfde tabel als in 2.1. werd opgesteld voor de **netto** injectiekosten per tariefdrager.

| NETTO | Huidige tariefdrager | | Alternatieven | | | | | | | | | |
|-----------------------|------------------------|-------------|----------------------------------|-------------|------------------------------------------------|----------------|-----------------------------------------|-------------|-----------------------------------------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
| | T_JrI.K Net/inj/MWh | %tot | 1) T_jrI.K/inj_1) piek_max | 1) %tot | 2) T_JrI.K Nett/overschr_2) inj_piek_max | 2) %tot | 3) T_JrI.K Net/inj_piek_m 3) aand | 3) %tot | 4) T_JrI.K Net/overschr_i nj_piek_maand | 4) %tot | 5) T_JrI.K Net/Geinst. verm | 5) %tot |
| Diesel (geen WKK) | 43,02 | 3610% | 15,60 | 731% | 149,52 | 4515,06% | 24,77 | 965% | 465,04 | 12816% | 4,37 | 281% |
| Noodgroep | 11,70 | 982% | 9,41 | 441% | 84,42 | 2549,29% | 16,28 | 634% | 119,45 | 3292% | 1,10 | 71% |
| Zonne-Energie (PV) | 4,55 | 382% | 3,18 | 149% | 8,36 | 252,44% | 4,40 | 171% | 11,86 | 327% | 2,30 | 148% |
| Batterij | -5,37 | -451% | -3,47 | -163% | -11,42 | -344,86% | -4,50 | -175% | -14,09 | -388% | -1,93 | -124% |
| Windenergie | 1,18 | 99% | 2,01 | 94% | 2,24 | 67,74% | 2,24 | 87% | 2,44 | 67% | 1,81 | 117% |
| Waterkracht | -0,49 | -41% | -1,91 | -89% | -3,01 | -90,99% | -2,21 | -86% | -3,08 | -85% | -0,94 | -60% |
| WKK | 0,28 | 24% | 0,87 | 41% | 1,38 | 41,54% | 0,99 | 39% | 1,32 | 36% | 0,52 | 34% |
| Organic Ranking Cycle | 0,30 | 25% | 1,09 | 51% | 1,91 | 57,71% | 1,31 | 51% | 2,00 | 55% | 0,60 | 38% |
| Biomassa (geen WKK) | 0,05 | 4% | 0,25 | 12% | 0,40 | 12,16% | 0,28 | 11% | 0,34 | 9% | 0,17 | 11% |
| Gemiddelde | 1,19 | 100% | 2,13 | 100% | 3,31 | 100,00% | 2,57 | 100% | 3,63 | 100% | 1,55 | 100% |

Ook in deze tabel is zichtbaar dat er grote afwijkingen zijn ten opzichte van het gemiddelde per technologie.

Aanrekening op basis van een alternatieve tariefdrager

Als mogelijke tariefdragers hebben we volgende alternatieven uitgerekend met als basis:

- 1) maximale injectiepiek op jaarbasis
- 2) overschrijding van de injectiepiek ten opzichte van de afnamepiek op jaarbasis
- 3) maximale injectiepiek op maandbasis
- 4) overschrijding van de injectiepiek ten opzichte van de afnamepiek op maandbasis
- 5) het geïnstalleerde vermogen van de injectie-installatie (voor PV-omvormer en niet aantal panelen.)

In onderstaande tabel werd de afwijking ten opzichte van het gemiddelde berekend in absolute waarde.

| Netto | | | Huidige tariefdrager | Alternatieven | | | | |
|-----------------------|----------------|------------------|-------------------------|--------------------|-----------------------------|----------------------|-------------------------------|------------------|
| Technologie | Aantal Ean afn | JrI.K Netto | Inj.kWh | 1) Inj_piek_max | 2) Overschr_inj_piek_max | 3) Inj_piek_maand | 4) Overschr_inj_piek_maand | 5) Geinst. Verm |
| Diesel (geen WKK) | 17 | 113.903 | 3.155 | 15.572 | 2.523 | 11.809 | 889 | 40.475 |
| Noodgroep | 35 | 42.451 | 4.322 | 9.623 | 1.665 | 6.697 | 1.290 | 60.093 |
| Zonne-Energie (PV) | 6.686 | 2.390.672 | 626.585 | 1.603.742 | 947.038 | 1.396.168 | 731.481 | 1.614.536 |
| Batterij | 9 | -3.645 | 808 | 2.243 | 1.057 | 2.078 | 939 | 2.941 |
| Windenergie | 266 | 1.703.200 | 1.722.411 | 1.804.879 | 2.514.332 | 1.948.581 | 2.532.566 | 1.458.510 |
| Waterkracht | 6 | -286 | 700 | 320 | 315 | 332 | 338 | 475 |
| WKK | 487 | 482.256 | 2.043.637 | 1.188.611 | 1.161.040 | 1.248.561 | 1.327.418 | 1.439.312 |
| Organic Ranking Cycle | 5 | 3.068 | 12.099 | 5.996 | 5.316 | 6.035 | 5.555 | 7.971 |
| Biomassa (geen WKK) | 12 | 13.618 | 331.520 | 114.250 | 111.952 | 124.975 | 144.762 | 120.924 |
| Eindtotaal | 7.523 | 4.745.236 | 4.745.236 | 4.745.236 | 4.745.236 | 4.745.236 | 4.745.236 | 4.745.236 |

Bv. Indien er in het alternatief 1) een gemiddeld bedrag van 2,13 euro per maximale injectiepiek (zie tabel 2.1.2.) zou worden aangerekend, zouden de EAN's diesel 15 572 euro betalen in plaats van de huidige 3 155 euro. Dit is nog steeds een stuk lager dan de huidige jaarlijkse injectie- kost die door deze groep klanten werd gegeneerd, namelijk 113 903 euro. Maar de afwijking verkleint. **In absolute waarde zitten de verschillen vooral bij de technologieën zonne-energie (betalen te weinig), WKK en biomassa (betalen te veel).**

De procentuele afwijking van de opbrengst per technologie volgens elke tariefdrager ten opzichte van hun werkelijke kost wordt weergegeven in onderstaande tabel.

Legende voor de weergegeven kleuren:

| | |
|----------------------------------------|--------------|
| Betalen minder dan hun werkelijke kost | <-100% |
| | -100% à -50% |
| | -50% à -10% |
| Betalen meer dan hun werkelijke kost | -10% à 10% |
| | 10% à 50% |
| | 50% à 100% |
| | > 100% |

| Netto | | | Huidige tariefdrager | Alternatieven | | | | |
|-----------------------|----------------|------------------|-------------------------|---------------------------|-----------------------------------|-----------------------------|--------------------------------------|-------------------------|
| Technologie | Aantal Ean afn | JrI.K Netto | Huidig/JrI. K | 1) Inj_piek_max/JrI. K | 2) Overschr_inj_piek_max/JrI.K | 3) Inj_piek_maand/JrI. K | 4) Overschr_inj_piek_maand/JrI. K | 5) Geinst. verm./JrI. K |
| Diesel (geen WKK) | 17 | 113.903 | -97% | -86% | -98% | -90% | -99% | -64% |
| Noodgroep | 35 | 42.451 | -90% | -77% | -96% | -84% | -97% | 42% |
| Zonne-Energie (PV) | 6.686 | 2.390.672 | -74% | -33% | -60% | -42% | -69% | -32% |
| Batterij | 9 | -3.645 | -122% | -162% | -129% | -157% | -126% | -181% |
| Windenergie | 266 | 1.703.200 | 1% | 6% | 48% | 14% | 49% | -14% |
| Waterkracht | 6 | -286 | -344% | -212% | -210% | -216% | -218% | -266% |
| WKK | 487 | 482.256 | 324% | 146% | 141% | 159% | 175% | 198% |
| Organic Ranking Cycle | 5 | 3.068 | 294% | 95% | 73% | 97% | 81% | 160% |
| Biomassa (geen WKK) | 12 | 13.618 | 2334% | 739% | 722% | 818% | 963% | 788% |
| Eindtotaal | 7.523 | 4.745.236 | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |

Conclusies huidige en alternatieve tariefdragers

We kunnen uit bovenstaande tabellen besluiten dat de huidige aanrekening in functie van geïnjecteerde kwh gemiddeld weinig kostenreflectief is per technologie voor de doorrekening van de injectie-investeringen:

- WKK, waterkracht, organic ranking cycle en biomassa betalen te veel ten opzichte van hun respectievelijke nettokost
- Diesel, noodgroep, zonne-energie betalen te weinig
- Relatief neutraal voor wind (afwijking van 1%)

Het is ook zichtbaar dat er ook bij de alternatieve tariefdragers grote afwijkingen zijn ten opzichte van het gemiddelde per technologie. De verschillen bij de tariefdrager maximale injectiepiek worden wel kleiner. **We kunnen hieruit besluiten dat de tariefdrager maximale injectiepiek kostenreflectiever is voor alle technologieën behalve voor batterij (beperkt bedrag in €, zie verder) en wind (beperkt % delta).**

4.2.3 Verschuivingen bij aanrekening in functie van maximale injectiepiek.

Hierna wordt bekeken wat de impact is voor de individuele klanten als een aanrekening zou gebeuren in functie van de alternatieve tariefdrager maximale injectiepiek in plaats van de huidige aanrekening geïnjecteerde kWh.

WKK, waterkracht, organic ranking cycle en biomassa

Uit bovenstaande analyse blijkt dat de groep klanten WKK, waterkracht, organic ranking cycle en biomassa gemiddeld te veel betaalt bij aanrekening volgens geïnjecteerde kWh. Dit zijn de technologieën met de hoogste gebruiksduur op jaarbasis.

In onderstaande tabel is zichtbaar welke tariefverschuivingen een wijziging van tariefdrager naar maximale injectiepiek zou veroorzaken.

In het grijs wordt per technologie aangegeven hoeveel klanten (zowel in aantal als in %) er **meer** zouden betalen dan hun huidige aanrekening en hoeveel meer ze samen zouden betalen.

In het oranje wordt per technologie aangegeven hoeveel klanten (zowel in aantal als in %) er **minder** zouden betalen dan hun huidige aanrekening en hoeveel minder ze samen zouden betalen.

| | | Technologie | | Waarden | | | WKK | | | Organic Ranking Cycle | | | Biomassa (geen WKK) | | |
|----------------------|---------------------|-------------|---------------|--------------|------------|-----------------|--------------|------------|---------------|-----------------------|------------|-----------------|---------------------|--|--|
| Meer/minder | Groep1 | Aantal Ean | Som Delta_H_1 | % Aantal EAN | Aantal Ean | Som Delta_H_1 | % Aantal EAN | Aantal Ean | Som Delta_H_1 | % Aantal EAN | Aantal Ean | Som Delta_H_1 | % Aantal EAN | | |
| = meer | meer dan *3 | | | 0% | 112 | 67.026 | 25% | | | 0% | 2 | 862 | 17% | | |
| | Tussen de *2 & *3 | | | 0% | 15 | 8.257 | 3% | | | 0% | | | 0% | | |
| | Tussen de x1 en *2 | | | 0% | 26 | 32.163 | 6% | | | 0% | | | 0% | | |
| | Tussen de 50 en 100 | | | 0% | 22 | 9.006 | 5% | | | 0% | 3 | 1.104 | 25% | | |
| | Tussen de 25 en 50 | 1 | 6 | 33% | 7 | 3.229 | 2% | | | 0% | | | 0% | | |
| | Tussen de 10 en 25 | | | 0% | 6 | 2.073 | 1% | | | 0% | | | 0% | | |
| | Tussen de 5 en 10 | | | 0% | 3 | 6 | 1% | | | 0% | 1 | 4 | 8% | | |
| Minder dan 5 | | | 0% | 5 | 203 | 1% | | | 0% | | | | 0% | | |
| Totaal meer | | 1 | 6 | 33% | 196 | 121.962 | 44% | | | 0% | 6 | 1.969 | 50% | | |
| = minder | Tussen de 50 en 100 | 2 | -386 | 67% | 106 | -656.413 | 24% | 3 | -2.967 | 60% | 5 | -219.182 | 42% | | |
| | Tussen de 25 en 50 | | | 0% | 109 | -303.398 | 24% | 1 | -3.130 | 20% | | | 0% | | |
| | Tussen de 10 en 25 | | | 0% | 22 | -16.690 | 5% | | | 0% | 1 | -57 | 8% | | |
| | Tussen de 5 en 10 | | | 0% | 4 | -13 | 1% | | | 0% | | | 0% | | |
| | Minder dan 5 | | | 0% | 8 | -472 | 2% | 1 | -7 | 20% | | | 0% | | |
| Totaal minder | | 2 | -386 | 67% | 249 | -976.987 | 56% | 5 | -6.103 | 100% | 6 | -219.239 | 50% | | |
| Eindtotaal | | 3 | -380 | 100% | 445 | -855.025 | 100% | 5 | -6.103 | 100% | 12 | -217.269 | 100% | | |

Als voorbeeld voor interpretatie van bovenstaande tabel nemen we de groep met het hoogste klantenaantal, namelijk de WKK-klanten:

MEER

- 196 WKK-klanten zouden meer betalen dan hun huidige aanrekening. Dit is 44 % van het totale aantal WKK-klanten.

- Samen zouden ze 121 963 euro meer betalen.
- 112 van hen zouden meer dan drie keer hun huidig tarief betalen, 5 zouden minder dan 5% meer betalen

MINDER

- 249 WKK klanten zouden minder betalen dan hun huidige aanrekening. Dit is 56% van het totaal aantal WKK-klanten.
- Samen zouden ze 976 987 euro minder betalen
- 106 klanten zou tot 50 à 100% minder betalen.

Diesel, noodgroep, zonne-energie

Uit bovenstaande analyse blijkt dat de groep klanten diesel, noodgroep, zonne-energie gemiddeld te weinig betaalt bij aanrekening volgens geïnjecteerde kWh.

| Meer/minder | Groep1 | Diesel (geen WKK) | | | Noodgroep | | | Zonne-Energie (PV) | | |
|----------------------|---------------------|----------------------|---------------|--------------|----------------------|---------------|--------------|----------------------|----------------|--------------|
| | | Aantal Ean afname | Som Delta_H_1 | % Aantal EAN | Aantal Ean afname | Som Delta_H_1 | % Aantal EAN | Aantal Ean afname | Som Delta_H_1 | % Aantal EAN |
| meer | meer dan *3 | 10 | 9.320 | 71% | 22 | 6.221 | 92% | 2363 | 363.183 | 37% |
| | Tussen de *2 & *3 | | | 0% | | | 4% | 927 | 152.664 | 14% |
| | Tussen de x1 en *2 | 3 | 3.136 | 21% | 1 | 877 | 4% | 1886 | 279.763 | 29% |
| | Tussen de 50 en 100 | | | 0% | | | 0% | 1044 | 154.684 | 16% |
| | Tussen de 25 en 50 | | | 0% | | | 0% | 186 | 28.607 | 3% |
| | Tussen de 10 en 25 | | | 0% | | | 0% | 13 | 1.127 | 0% |
| | Tussen de 5 en 10 | | | 0% | | | 0% | 2 | 4 | 0% |
| Minder dan 5 | | | 0% | | | 0% | 3 | 23 | 0% | |
| Totaal meer | | 13 | 12.456 | 93% | 23 | 7.097 | 96% | 6424 | 980.057 | 100% |
| minder | Tussen de x1 en *2 | | | 0% | | | 0% | 3 | -1 | 0% |
| | Tussen de 50 en 100 | | | 0% | 1 | -1.797 | 4% | 8 | -2.044 | 0% |
| | Tussen de 25 en 50 | | | 0% | | | 0% | 9 | -783 | 0% |
| | Tussen de 10 en 25 | | | 0% | | | 0% | 4 | -126 | 0% |
| Minder dan 5 | | | 7% | | | 0% | 4 | -17 | 0% | |
| Totaal minder | | 1 | -39 | 7% | 1 | -1.797 | 4% | 28 | -2.970 | 0% |
| Eindtotaal | | 14 | 12.417 | 100% | 24 | 5.301 | 100% | 6452 | 977.086 | 100% |

Ook hier is de situatie van elke klant erg afhankelijk van zijn eigen individuele situatie.

Wind

Dit geldt eveneens voor de wind klanten, waar er zowel winnaars als verliezers zijn:

| Meer/minder | Groep1 | Windenergie | | |
|----------------------|---------------------|-------------------|-----------------|--------------|
| | | Aantal Ean afname | Som Delta_H_1 | % Aantal EAN |
| ☐ meer | meer dan *3 | 23 | 73.419 | 9% |
| | Tussen de *2 & *3 | 6 | 25.137 | 2% |
| | Tussen de x1 en *2 | 16 | 37.580 | 6% |
| | Tussen de 50 en 100 | 19 | 32.672 | 7% |
| | Tussen de 25 en 50 | 36 | 62.194 | 14% |
| | Tussen de 10 en 25 | 35 | 35.030 | 13% |
| | Tussen de 5 en 10 | 10 | 4.375 | 4% |
| | Minder dan 5 | 20 | 3.598 | 8% |
| Totaal meer | | 165 | 274.006 | 62% |
| ☐ minder | Tussen de 25 en 50 | 28 | -102.816 | 11% |
| | Tussen de 10 en 25 | 46 | -81.075 | 17% |
| | Tussen de 5 en 10 | 7 | -4.318 | 3% |
| | Minder dan 5 | 19 | -3.328 | 7% |
| Totaal minder | | 100 | -191.538 | 38% |
| Eindtotaal | | 265 | 82.468 | 100% |

Gebruiksduur (injectiepiek/injectie MWh)

We zien in bovenstaande drie tabellen dat er winnaars en/of verliezers zijn bij de overgang van de huidige tariefdrager geïnjecteerde kWh naar maximale injectiepiek.

De bepalende factor of een klant al dan niet meer of minder betaalt, is hun gebruiksduur injectie. Dit is de verhouding van hun injectiepiek ten opzichte van de geïnjecteerde kWh.

In onderstaande tabel werd deze gemiddelde verhouding weergegeven voor de groep klanten die meer of minder betalen. Deze verhouding is gemiddeld veel hoger voor de klanten die een tariefstijging zouden kennen bij een switch van de tariefdrager van injectie kWh naar injectie piek.

| Technologie | meer | | minder | | Totaal Gem. gebruiksduur_inj |
|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|------------------------------|
| | Gem. gebruiksduur_inj | Aantal van Ean afname | Gem. gebruiksduur_inj | Aantal van Ean afname | |
| Diesel (geen WKK) | 552,64 | 13 | 0,54 | 1 | 513,21 |
| Noodgroep | 106,80 | 23 | 0,25 | 1 | 102,36 |
| Zonne-Energie (PV) | 23,58 | 6.424 | 0,30 | 28 | 23,47 |
| Batterij | 2,15 | 9 | | | 2,15 |
| Windenergie | 12,78 | 165 | 0,46 | 100 | 8,13 |
| Waterkracht | 0,80 | 1 | 0,25 | 2 | 0,43 |
| WKK | 138,55 | 196 | 0,31 | 249 | 61,20 |
| Organic Ranking Cycle | | | 0,30 | 5 | 0,30 |
| Biomassa (geen WKK) | 6,21 | 6 | 0,24 | 6 | 3,22 |
| Eindtotaal | 27,85 | 6.837 | 0,35 | 392 | 26,36 |

4.2.4 Conclusie

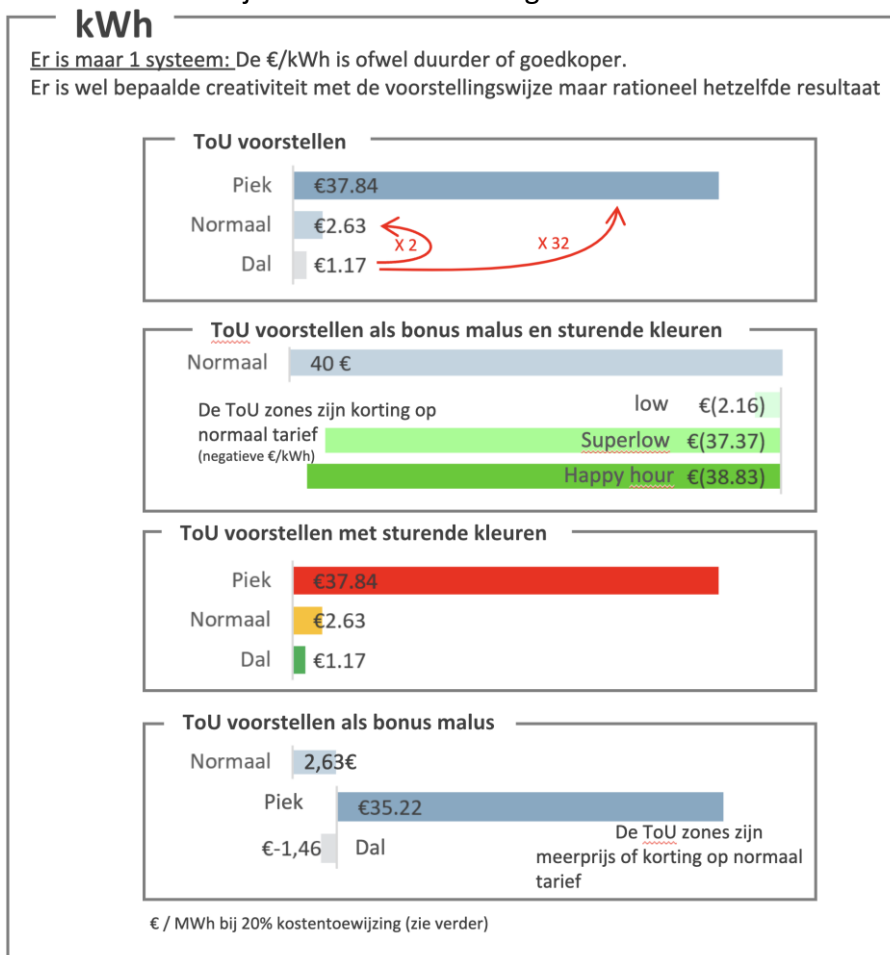
De tariefdrager maximale injectiepiek (kW) is kosten-reflectiever per technologie dan de huidige tariefdrager injectie kWh voor de doorrekening van de door injectie gedreven investeringen.

In deze analyse wordt enkel rekening gehouden met de 100% aan injectie toewijsbare investeringen. De onderhoudskosten, extra kosten netverliezen, ... worden niet in de scope opgenomen.

4.3 Voorstellen tot aanpassen tariefdragers

4.3.1 Afname

Voor onze ToU kWh is er niet echt keuze. De ToU piekperiode moet een hogere euro/kWh ontvangen dan de ToU normaal. Normaal moet dan weer hoger zijn dan dal. Enkel subjectief is een verschillende manier van visualiseren mogelijk. We laten in dit hoofdstuk het subjectieve links liggen en verwijzen naar 5.1 waar via een kwalitatieve klantenbevraging onze klanten de vraag stelden. De €/kWh is het werkelijk voorstel voor klantengroep laagspanning alsof er maar één DNB zou zijn. Na dit hoofdstuk beschrijven we hoe de bedragen tot stand komen.



Figuur 61 Mogelijks visualisatie van tarieven kWh ToU met allemaal hetzelfde effect.

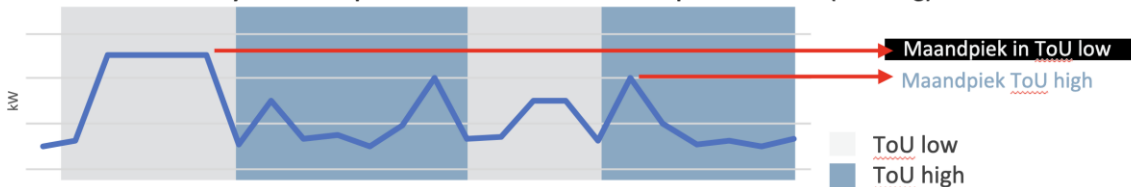
Voor onze kW zijn er drie systemen mogelijk, elk met voor- en nadelen.

kW

Er zijn 3 systemen mogelijk:

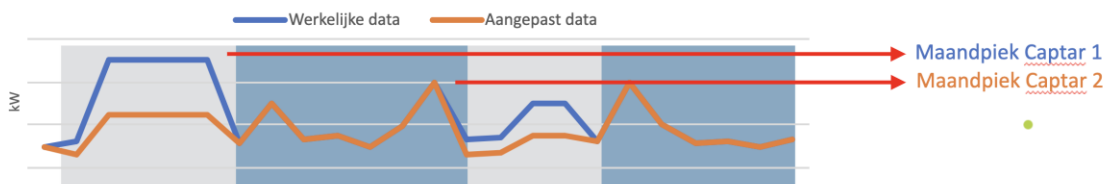
1. Hoogste piek per maand (Captar 1)
2. Er is 1 maandpiek per ToU periode elk met zijn eigen prijs
 - + Simpel maar wel per ToU extra tarief op de tariefbladen
 - Omdat de telling herstart, heb je een incentief om in low laag te blijven wat we niet willen.
 - Een te lage of verwaarloosbare €/kW kan tot lokale piekconcentratie en uitval leiden.

➔ **Systeem kW per ToU is eerder als sturende prikkel en dus (vandaag) niet voor Vlaanderen.**



3. De pieken in de low periode tellen maar voor de helft, een derde, ... mee in het bepalen van de ene maandpiek
 - + Hogere pieken zijn toegelaten op het lage piekmoment zonder risico op lokale piekconcentraties
 - + Wegnemen roadblok naar dynamische tarieven en flex en klanten reduceren pieken op juiste moment
 - + Door de lagere volumes kW stijgt, de eenheidsprijs. We kunnen minder kosten toewijzen en toch het prijs niveau behouden.
 - ! Complexer systeem om factuur te controleren. Vereist een visueel ondersteuning bv maandpiek op mijn.fluvius.be
 - ! Voordeel in praktijk enkel voor actieve klanten (want doorsnee gebruikers pieken dan typisch niet)





➔ **Kostenreflectiever en minder (niet) marktverstrend. Sterke voorkeur voor dit resultaat.**



Figuur 62 De 3 methodes om een kW aan te rekenen met zowel het principe als de voor- en nadelen

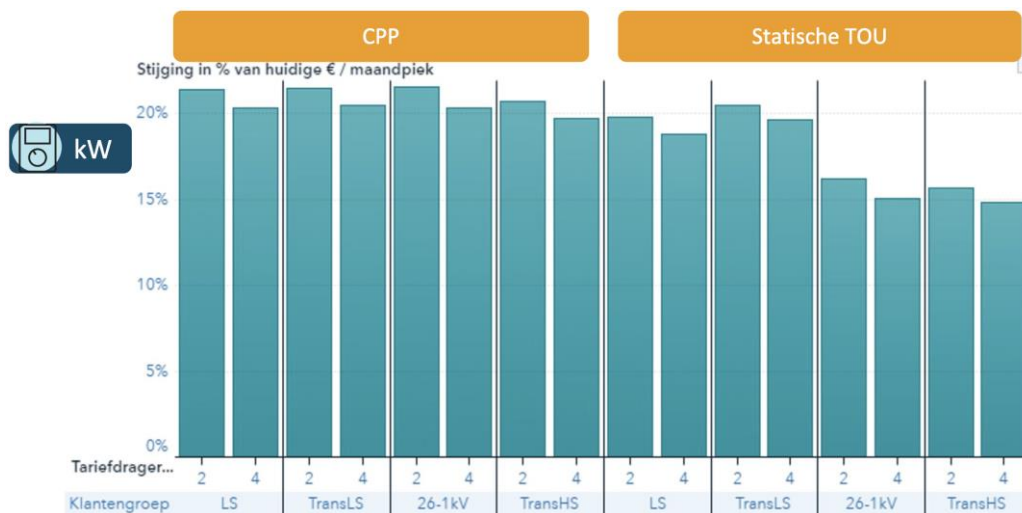
Systeem 2 met een kW-waarde per ToU werd ter volledigheid van de studie verder onderzocht, maar is niet aangewezen. In 0 hebben we gezien dat kW vandaag in Vlaanderen niet bruikbaar is voor systeempiek-incentivering.

Systeem 3 zou nog altijd in maandpiek per maand opleveren zoals vandaag, maar de kwartierpieken in de normale en dal ToU periode zou minder meetellen. We stellen hieronder een voorlopig schema voor dat zou kunnen gebruikt worden. Fluvius is van oordeel dat dit in de vervolgstudie met onder andere effect Captar 1 opnieuw moet gekalibreerd worden. Als we kiezen voor dit systeem, dan is model 3 nodig met een bijkomend onderscheid tussen de seizoenen. Figuur 53 toonde namelijk dat dal onvoldoende lager was in winter om een gelijkaardig effect toe te laten als in de andere seizoenen.

| | Model 1 | Model 3 (simulatie 2) | Model 3 (simulatie 4) maar extra onderscheid op seizoen |
|---------|---------|-----------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Dal | max | 50% |  80%  50% |
| Normaal | max | 80% |  100%  80% |
| Piek | max | 100% | 100% |

We leggen het schema met een voorbeeld uit. Stel een klant heeft tijdens de piekperiode een piek van 5 kW. Als hij in de winter, in het dal een piek van 6kW maakt, zal die maar meetellen voor 5kW (6kW * 80%). Zijn finale maandpiek zou dus 5kW zijn. In de zomer zou een piek van 10kW ook maar meetellen voor 5kW.

Let wel: als de klant een piek in zomer, maakt van 12kW, zal die herleid worden naar 6kW waardoor hij 1 kW moet bijbetalen voor die maand aan het geldende euro/kW tarief. In dit systeem laten we dus hogere pieken toe, omdat het net op die momenten niet zwaar belast is. Maar er is wel een mogelijkheid om lokale toevallige piekconcentraties weg te incentiveren. Klanten zouden bijvoorbeeld hogere pieken willen maken voor lage energieprijzen of andere flex-systemen. De piek minder later meetellen zal minder marktverstoring zijn. Dit probleem werd op meerdere fora genoemd als een probleem met Captar 1. Doordat de pieken in sommige periodes minder meetellen zal de eenheidsprijs bovendien hoger zijn tijdens de ToU piek-periode. We berekenen de relatieve stijging van de euro/kW per scenario.



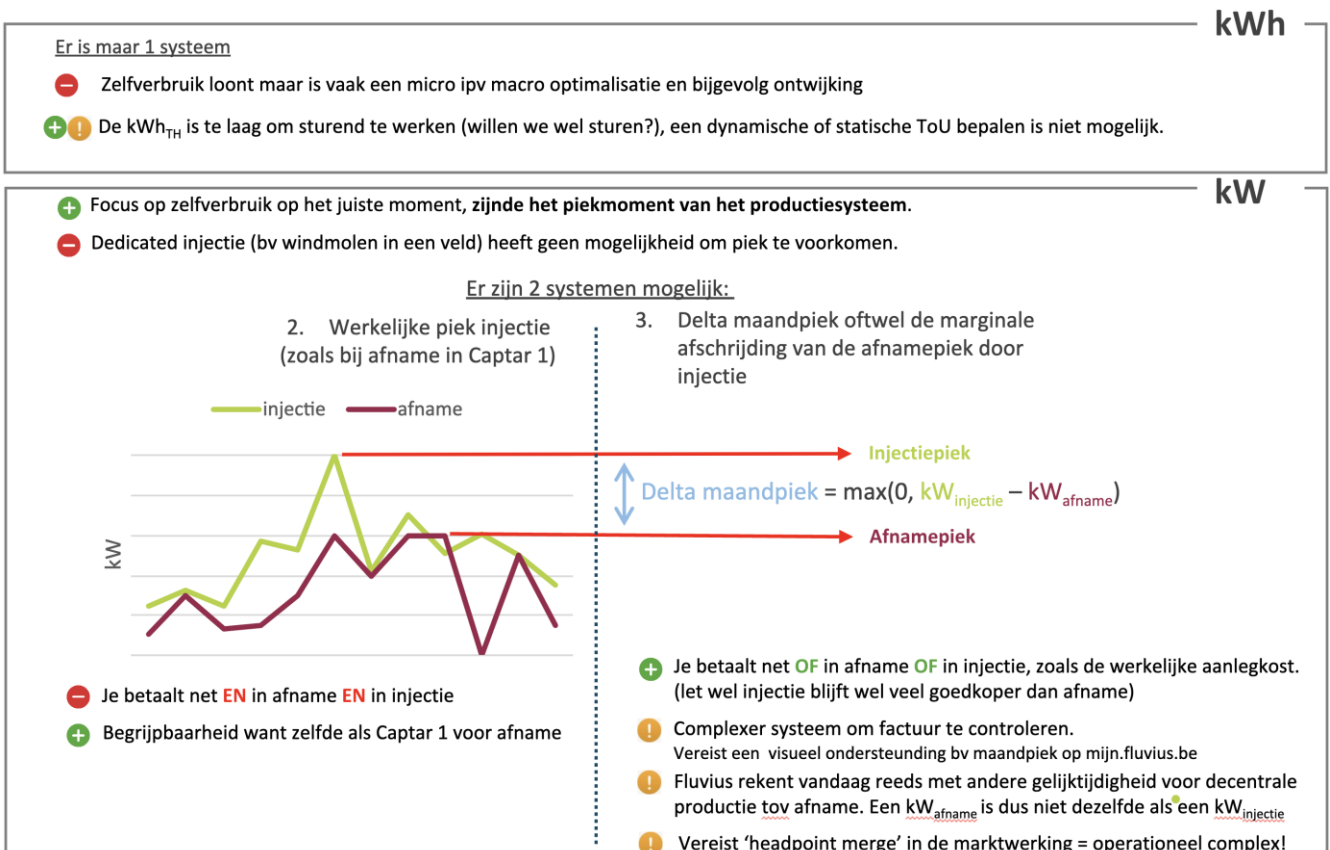
Figuur 63 Stijging van de €/kW door introductie van een piekreductiefactor. Als 20% van de kost toewijzen op ToU zal door het effect van piekreductie de eenheidsprijs dezelfde blijven als zonder ToU

Onze stakeholders bevestigen dat dit systeem minder marktverstoring werkt en flexibiliteit op relevante momenten kan bevorderen, maar wel behoorlijk wat complexiteit toevoegt. Bovendien zien we in onze reactie op Captar 1 dat de hoogte van de euro/kW weinig rol speelt in hoe klanten reageren op het incentief.

We concluderen dat er vandaag onvoldoende gegevens beschikbaar zijn om de extra complexiteit te verantwoorden om marktverstoringen van distributienettarieven te minderen. Bovendien zouden maar een zeer beperkte set aan actieve klanten met stuurbare toepassingen hiervan gebruik kunnen maken. Anderzijds zou het wel een boost geven aan deze early adopters.

4.3.2 Injectie

Voor injectie kijken we naar de totale tariefdrager gegeven ToU niet mogelijk is. Het tarief kan op kWh blijven of we passen het aan naar een kW-prikkel. Theoretisch zijn er twee systemen mogelijk. Ofwel nemen we de hoogste jaar- of maandpiek injectie gemeten op de aansluiting. Het andere systeem neemt het verschil tussen de hoogste injectiepiek en de hoogste afnamepiek per maand of jaar. Indien zou blijken dat de afnamepiek hoger is dan de injectiepiek zal de klant niets betalen voor injectie. Dit systeem sluit best aan bij de reële werkelijkheid, een klant heeft namelijk maar één aansluiting met het distributienet. Die kabel gebruikt hij voor zowel afname als voor injectie.

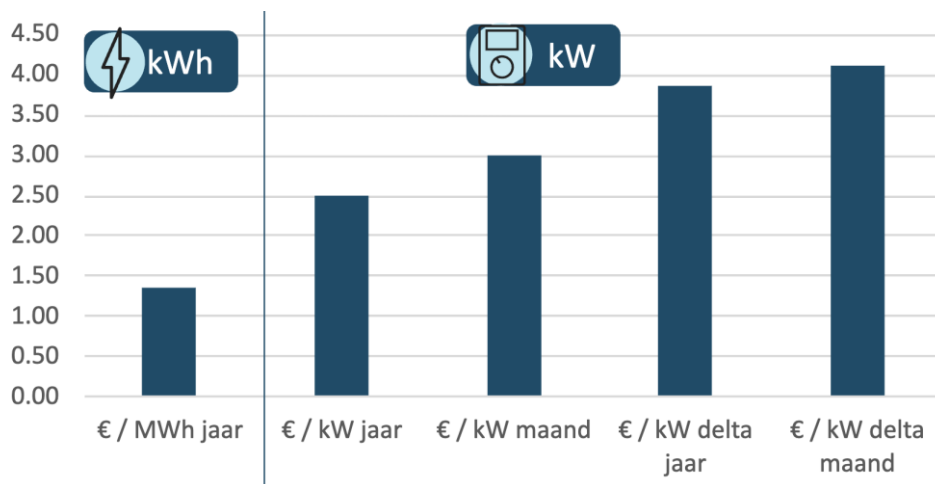


Figuur 64 De 3 methodes, 1 voor kWh en 2 voor kW voor injectie om aan te rekenen met zowel het principe als de voor- en nadelen

4.4 Eenheidsprijs bepalen

4.4.1 Injectie

Voor injectie verdelen we de huidige kostprijs op basis van de verschillende voorstellen van tariefdrager.

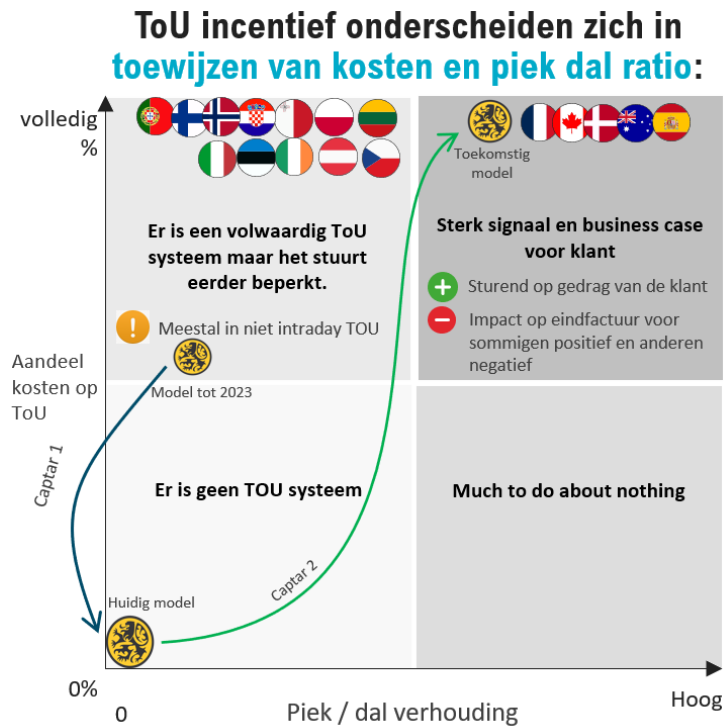


Figuur 65 € per MWh of kW afhankelijk van de gekozen tariefdrager

De hoogte bij kW volgt een logisch verloop (in hoogte, het lineair effect is toeval). In een delta-systeem zullen er minder kW'en geregistreerd worden, waardoor de eenheidsprijs hoger moet zijn om dezelfde inkomsten te behouden. In jaar versus maand, zal maand een hogere eenheidsprijs produceren. De jaarpiek is namelijk de hoogste waarde van alle maanden. Er zullen dus hogere volumes genoteerd worden, waardoor de eenheidsprijs lager uitvalt.

4.4.2 Afname

Voor afname moeten we de euro per kWh bepalen door twee van elkaar losstaande assen. Enerzijds is er de vraag hoeveel van onze kost netgebruik we zetten op het onderdeel kWh ToU. Anderzijds is er de vraag hoe hoog de piek-dalratio moet zijn tussen de tarieven.

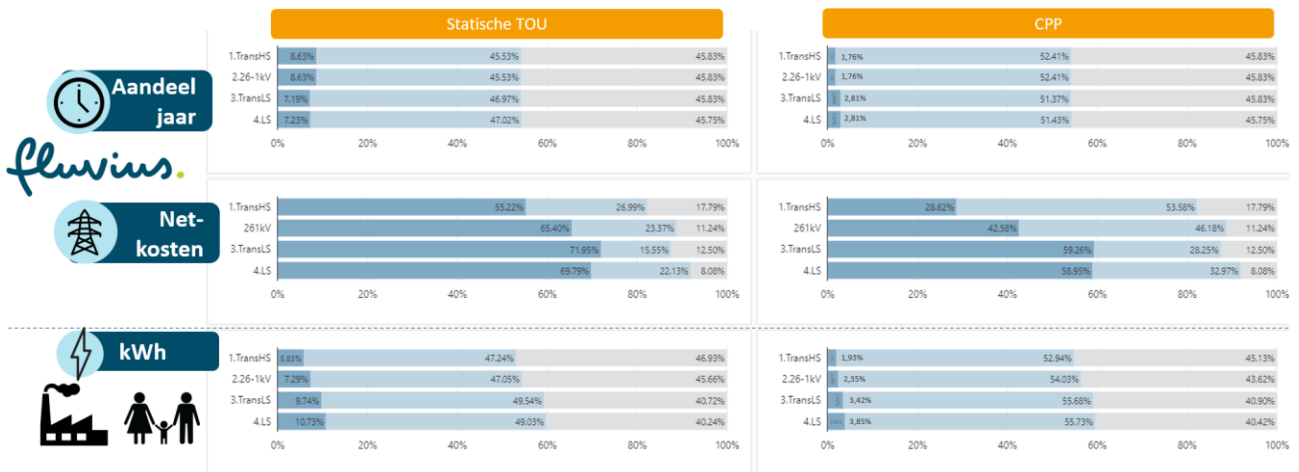


Figuur 66 Concreet moet ToU een bepaalde kosttoekenning en een piek-dal- ratio ontvangen. Enkel landen met een intraday ToU gebaseerd op netcongestie of systeembalans kunnen een hoge piek-dalratio genereren om niet marktverstoring te zijn.

In de studie van onze omringende landen konden we vaststellen dat enkel landen met een intraday ToU een hogere piek-dal-ratio introduceren in combinatie met een hoog aandeel van de kosten daarop toegepast. Italië had een intraday ToU in 2010 tot 2012, maar zette daar slechts een lage piek-dalratio tegenover. De gevolgen zijn evident: er volgde maar een consumptieshift van 1% waarna het systeem werd afgevoerd. Een hoge piek-dalratio, maar slechts een beperkte toewijzing van kosten heeft dan weer geen impact op de totale factuur en is eenzelfde lot bezegeld.

Piek-dalverhouding

We werkten hiervoor een ingenieus kostenreflectief systeem uit dat teruggrijpt naar de gegevens van de state of the grid.



Figuur 67 Combinatie van het aandeel in het jaar met het aandeel van de netkosten die dan pieken. Die kost wordt vervolgens verdeeld over de kWh van de klant om een eenheidsprijs te krijgen.

Voorbeeld voor laagspanning Piek

- Het gekozen schema van statische ToU met seizoenen bedraagt slechts 7,23% van de uren in een jaar.
- Tellen we de financiële waarde van alle assets op die hun jaarpiek in ToU piek hebben, dan resulteert dat in 69,79% van de kosten.
- 10,73% van alle kWh'en op laagspanning worden tijdens de ToU Piek periode afgenomen.

De exacte hoogte in euro kan nu nog niet bepaald worden, want de toewijzing van kosten bespreken we verder. Hieronder staan de relatieve verhoudingen.



Figuur 68 Relatieve vergelijking van de piek-dalratio's. In de rijen de 3 ToU periodes met daarin de vergelijking onderling. Ter referentie in rood ook de vergelijking met een theoretische flat rate kWh tarief.

We berekenden dat Critical Peak Pricing met zijn driver-temperatuur de hoogste piek-dalratio's heeft. De ToU efficiëntie (veel netfuncties in kortst mogelijke tijd) van dat voorstel was dan ook hoger. Statische ToU houdt echter stand en krijgt mooie piek-dal ratio's. De piek-dal ratio's dalen naarmate de klantengroep groter wordt. Dit is een rechtstreeks gevolg van het geaggregeerde klantengedrag op het netwerk. TransHS valt bijvoorbeeld het minst in de systeempiek van Fluvius en heeft ook het grootste aandeel van zijn jaarverbruik in de dalperiode. Het is dus als het ware niet nodig om een piek-dal ratio vergelijkbaar met laagspanning aan te rekenen. Dit zelfkalibrerend systeem zal blijven werken. Als klanten reageren op de ToU-prikkel zal er relatief wat verbruik verschuiven naar andere periodes, maar het aantal netfuncties in ToU piek zal sterker dalen. Bijgevolg zal de piek-dal ratio automatisch afnemen om kostenreflectief te blijven. Reageren de klanten niet op het signaal, dan zien we in 3.7 toekomstige nettoestand dat de pieken verder zullen concentreren rond de ToU piek. Bijgevolg zal het model automatisch de piek-dal ratio evenredig aanpassen naar boven.

Toewijzing van kosten aan ToU

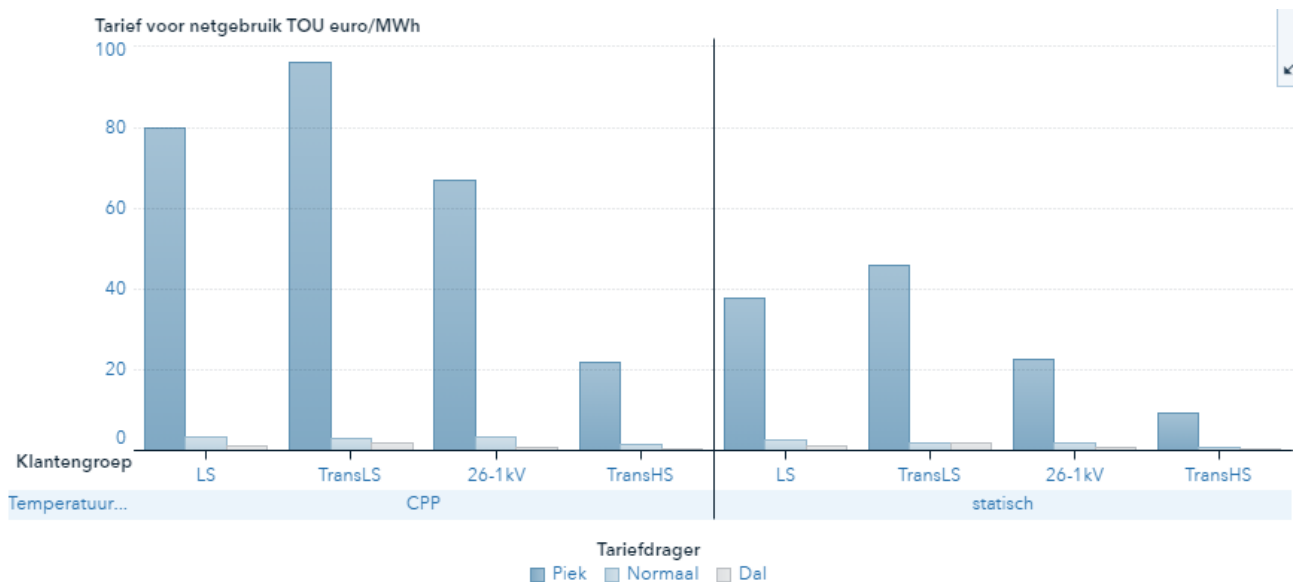
Hoeveel we toewijzen aan de component van ToU kan vergeleken worden met hoe diep het gaspedaal ingedruwd wordt. Zowel kW (=kWh/kwartier) op maandbasis als kWh ToU (oftewel kW per 3 of 4 uur) is kostenreflectief. Het is dus niet mogelijk om op de tabel op zich een uitspraak te doen naar voorkeur. We moeten daarvoor de verschillende combinaties uitrekenen naar financiële impact op onze klanten. Omdat er vandaag geen ToU component in de tarieven verwerkt is, zal er een component in aandeel moeten zakken, zijnde de toewijzing van kost aan kW. Gebeurt dat niet, zouden we meer dan 100% van het toegelaten inkomen innen. Voor LS behouden we de huidige kWh TH.

Aandeel kosten op ToU

| Klantengroep | Model | kW(*) | kWh TH | kWh ToU |
|--------------|-----------|-------|--------|---------|
| KVM | Vandaag | 80 | 20 | 0 |
| | Simulatie | 70 | 20 | 10 |
| | | 60 | 20 | 20 |
| | | 50 | 20 | 30 |
| | | 40 | 20 | 40 |
| | | 30 | 20 | 50 |
| GVM | Vandaag | 100 | 0 | 0 |
| | Simulatie | 90 | 0 | 10 |
| | | 80 | 0 | 20 |
| | | 70 | 0 | 30 |
| | | 60 | 0 | 40 |
| | | 50 | 0 | 50 |

Hoe hard er moet gedrukt worden op de systeempeik zal finaal afhangen van de bekomen euro/kWh.

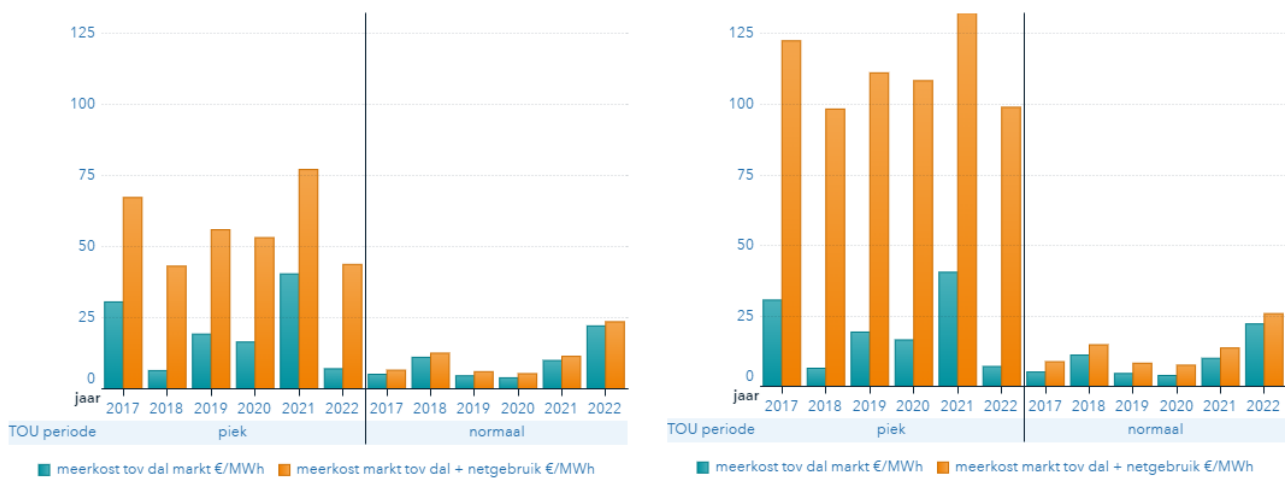
Combinatie piek-dalverhouding bij 20% kWh TOU



| Tariefdrager ▲ | | Piek | Normaal | Dal |
|----------------|---------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|
| Klantengroep ▲ | Temperatuurmiddel ▲ | Tarief voor netgebruik TOU euro/MWh | Tarief voor netgebruik TOU euro/MWh | Tarief voor netgebruik TOU euro/MWh |
| LS | CPP | 79.91 | 3.46 | 1.17 |
| | statisch | 37.84 | 2.63 | 1.17 |
| TransLS | CPP | 95.97 | 3.18 | 1.92 |
| | statisch | 46.10 | 1.96 | 1.92 |
| 26-1kV | CPP | 66.84 | 3.44 | 1.04 |
| | statisch | 22.62 | 2.09 | 1.04 |
| TransHS | CPP | 21.83 | 1.63 | 0.63 |
| | statisch | 9.25 | 0.96 | 0.63 |

Figuur 69 Hoogte van de piek ratio in €/MWh

Een toewijzing van bijvoorbeeld 40% zou bovenstaande bedragen verdubbelen, omdat die als volledig lineair werkt bij ongewijzigd gedrag.



Figuur 70 De piek-dalratio volgens het ToU voorstel van enkel de marktprijs (in blauw) en de totale factuur (in oranje). Op andere componenten op de eindfactuur is geen ToU van kracht

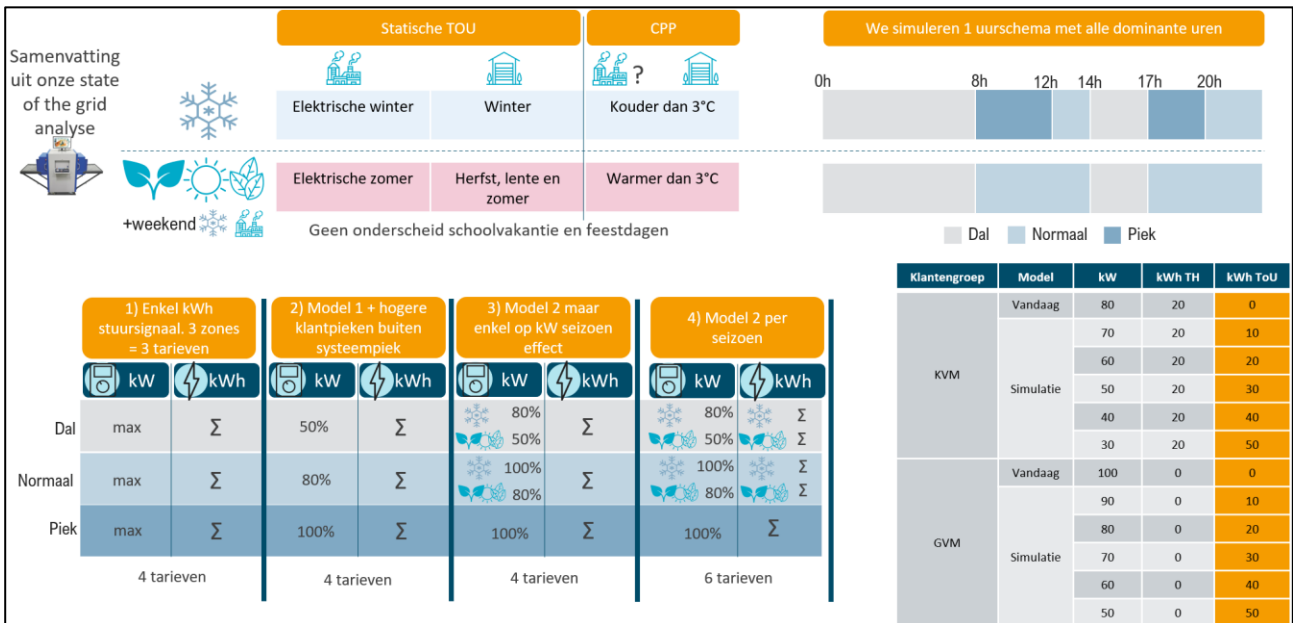
4.5 Tariefimpact op de afnamefactuur van klanten

4.5.1 Oplijsting van openstaande assumpties

De openstaande variabelen zijn

- ToU model: seizoen of temperatuur

- Tariefdrager: passen we een piekreductie toe? Zoals bleek uit 3.7 toekomstige situatie en moet dat per seizoen. Voor kWh kan dit niet uit de studie maar misschien willen we aligneren op Kw. Daarom nemen we die variabele ook mee.
- Hoeveel kost moeten we toewijzen aan ToU ten nadele van de kosttoewijzing op kWh_{maand}. We krijgen in totaal 192 simulaties!



Figuur 71 Voorstelling van de verschillende simulaties

4.5.2 Werking van een tariefsimulator

Er zijn vier stappen te doorlopen.

Stap 1: Toepassen Captar 1

- Enkel klanten met een volledig jaar kwartierwaarden kunnen meedoen in de simulatie. Het verbruik tijdens de ToU periodes moeten berekend worden via de kwartierwaarden, omdat die waarden vandaag niet bestaan in de marktwerking. Dat zijn 185 TransHS, 21 519 26-1kV, 3 611 Trans LS klanten en 56 456 LS klanten. Enkel op laagspanning ontbreken een groot aandeel klanten, omdat we enkel klanten met een digitale meter en kwartierwaarden opgestart ten laatste 31/12/2021 kunnen gebruiken. Typisch zien we daardoor een oververtegenwoordiging van grote verbruikers en PV. Eén van de redenen voor een vervolgstudie is ook dat we volgend jaar tot vijf keer meer data van laagspanningsklanten zullen hebben. In de andere klantengroep hebben we ongeveer alle klanten mee, behalve een restgroep met een MMR. We gebruiken de onaangepaste verbruiksdata van 2022.

Stap 2: Verwijderen plafond

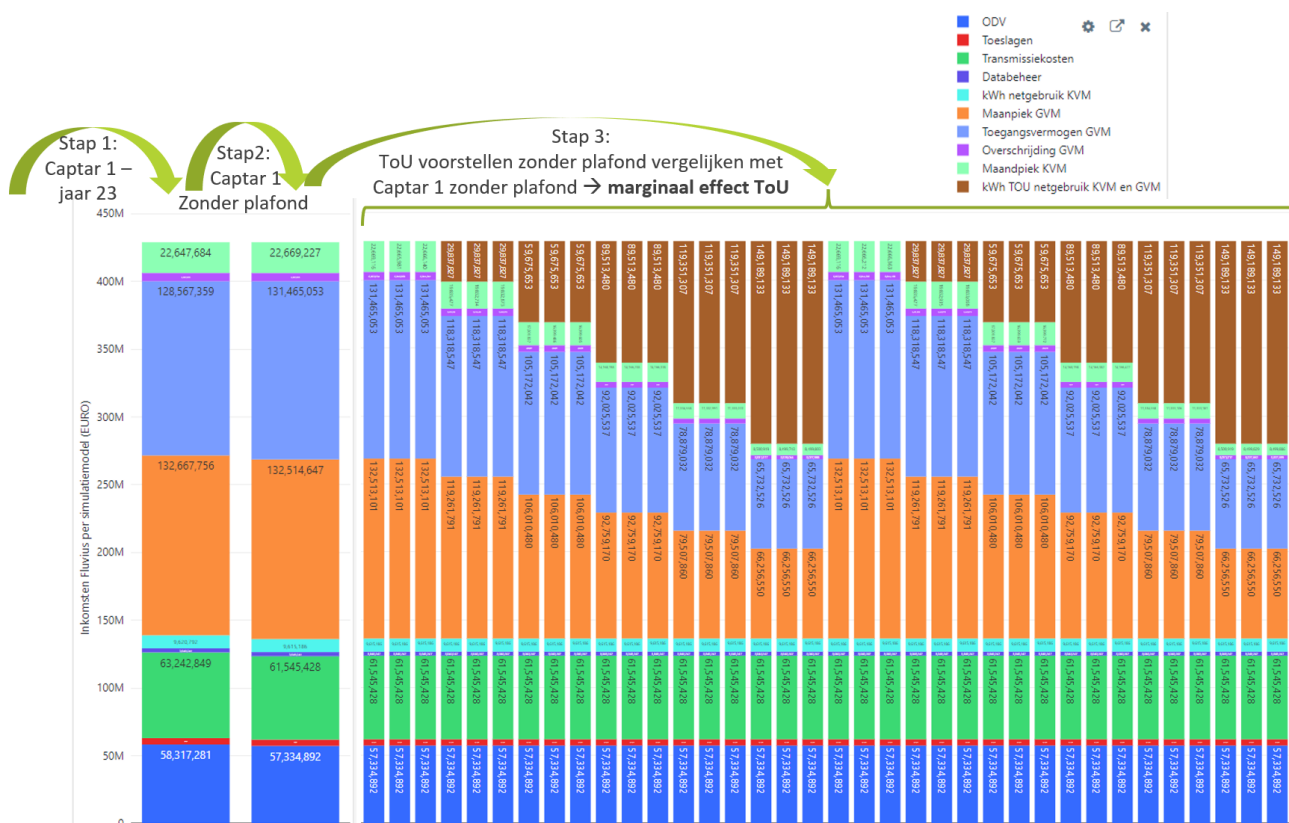
- We herrekenen de eenheidsprijzen van 2023 alsof er geen plafond zou zijn voor het Captar tarief. We wensen namelijk enkel het marginale effect van ToU te beoordelen. Een plafondbepaling voor ToU kan pas nadat we de tariefimpact berekend hebben. Daardoor zouden we appels met peren vergelijken als we het plafond in Captar 2023 zouden

behouden. De eenheidsprijzen dalen met 0,1% voor LS tot 5% voor TransHS. Doordat het plafond op meerdere tariefcomponenten werkt, klopt enkel de som nog, maar niet per tariefcomponent! We zullen daarom telkens de volledige factuur van de netbeheerder incl. ODV en tarief databaseer vergelijken.

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. Voor injectie is enkel de som van de inkomsten voor Fluvius gelijk, omdat er in TM 21-24 ook geen onderscheid tussen klantengroepen wordt gemaakt. We zien in onderstaande Figuur 72 dat door kosten toe te kennen aan ToU in bruin in inkomsten uit maandpiek, toegangsvermogen en overschrijdingstarief dalen.

Stap 4: Vergelijking Captar 23 zonder plafond en een captar model met ToU zonder plafond.



Figuur 72 De som van elke simulatie blijft hetzelfde onafhankelijk van de keuze tariefdrager of kost toewijzing. Enkel de tariefcomponenten voor netgebruik veranderen, omdat we enkel daarvoor een ToU voorstel opmaakten.

4.5.3 Impact van de variabelen

Gemiddeld is de impact op klanten altijd nul bij een wijziging in tarieven op korte termijn. We konden immers in vorige paragrafen lezen dat nettarieven een ‘zero sum game’ op korte termijn zijn. Een andere manier van aanrekenen zal dus bij de ene klant een daling van de factuur betekenen en bij de andere klant een stijging. We visualiseren een tariefimpact met twee staafdiagrammen. Een staafdiagram bovenaan toont het aantal klanten dat met een stijging of een daling geconfronteerd wordt van de factuur. De vergelijking is telkens Captar 2023 zonder plafond

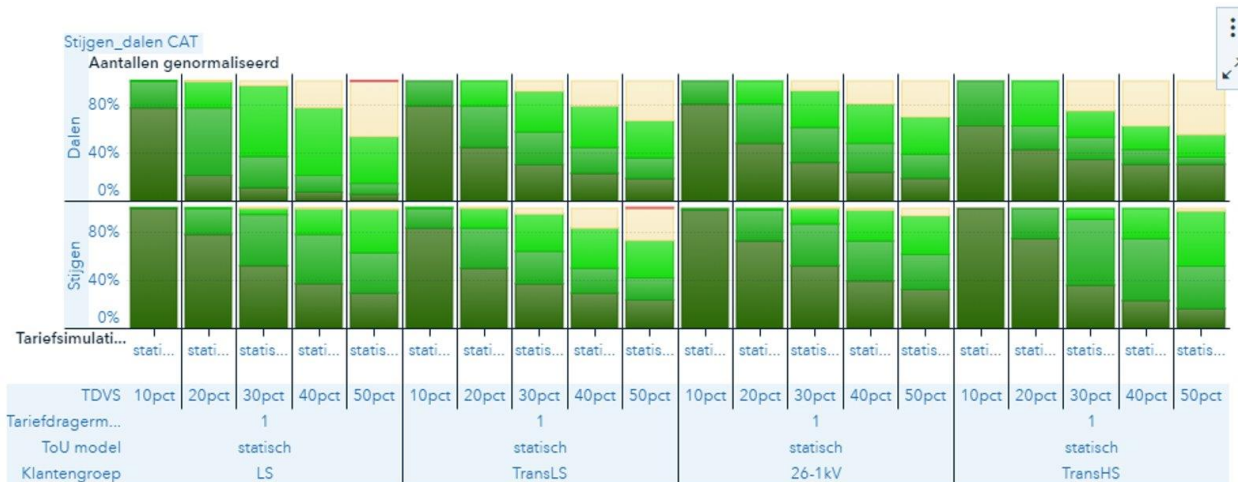
met de simulatie Captar ToU op de volledige kalenderjaarfactuur van de netbeheerder. Het staafdiagram daaronder toont telkens in procent hoeveel de stijging bedraagt, opgedeeld tussen de stijgers en de dalers.

4.5.3.1 Effect hoogte van de kost toewijzen aan kWh ToU

Het aantal stijgers of dalers blijft hetzelfde. Het merendeel van de klanten ziet een daling van zijn factuur. Enkel de grote van stijging of daling wordt beïnvloed door een hoge of lage toewijzing van kosten voor ToU. Wijzen we veel kosten toe, dan zal de tariefimpact hoger zijn dan bij weinig kosten. Wijzen we maar 10% van de kosten toe, dan zal 95% van de klanten een impact van minder dan 5% op de eindafrekening zien.

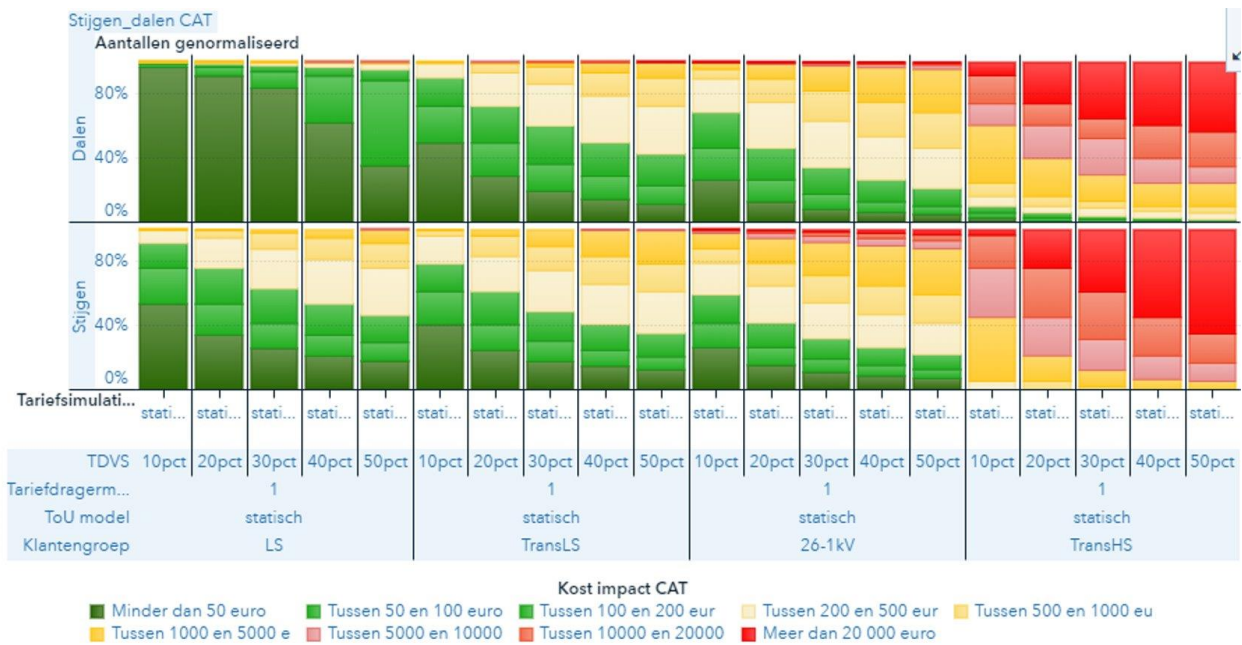


Stijgen_dalen CAT
■ Dalen ■ Stijgen



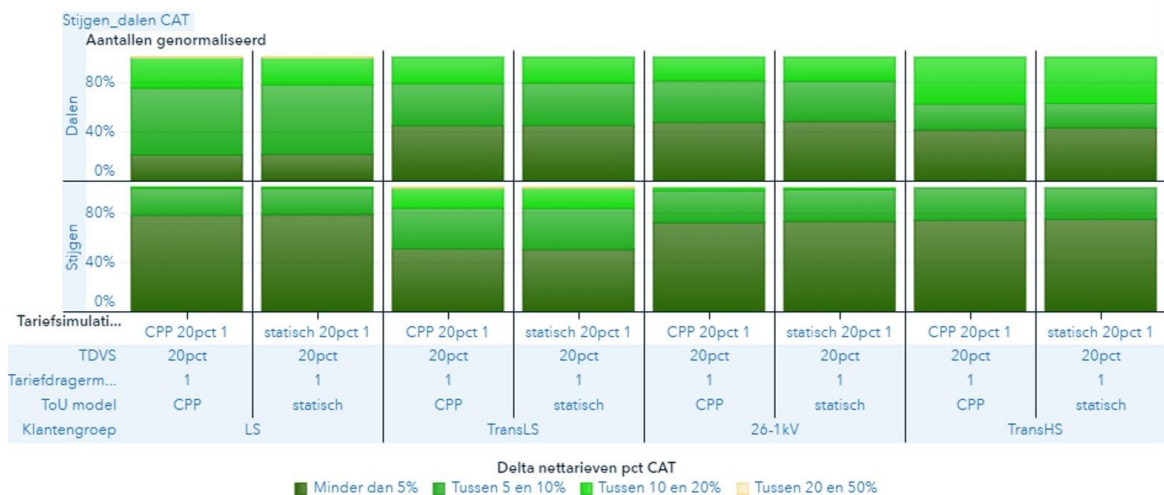
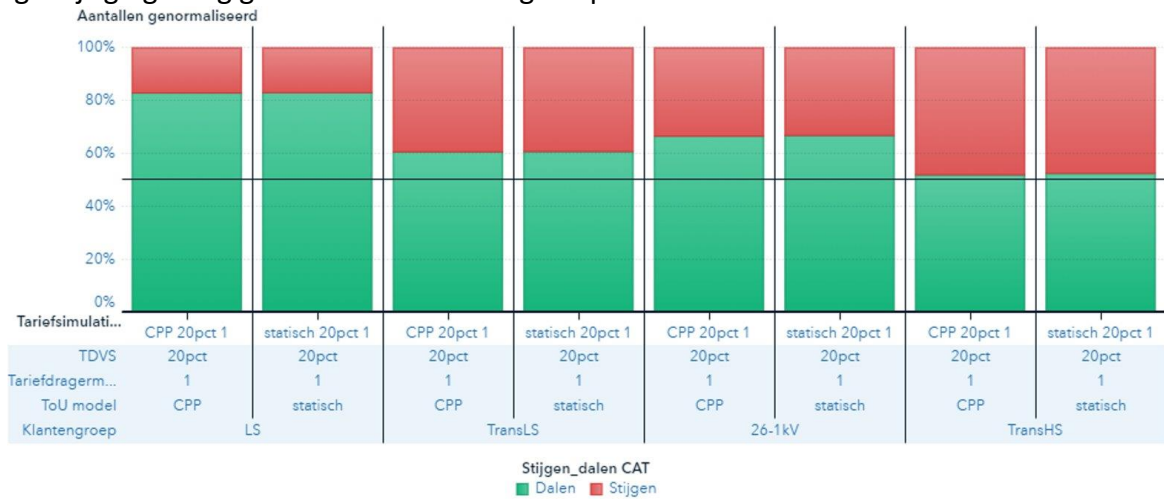
Delta nettariëven pct CAT
■ Minder dan 5% ■ Tussen 5 en 10% ■ Tussen 10 en 20% ■ Tussen 20 en 50% ■ Tussen 50 en 100

Zetten we de relatieve stijging van de factuur om in absolute cijfers, dan krijgen we de absolute kost die een klant meer of minder zal betalen op jaarbasis.

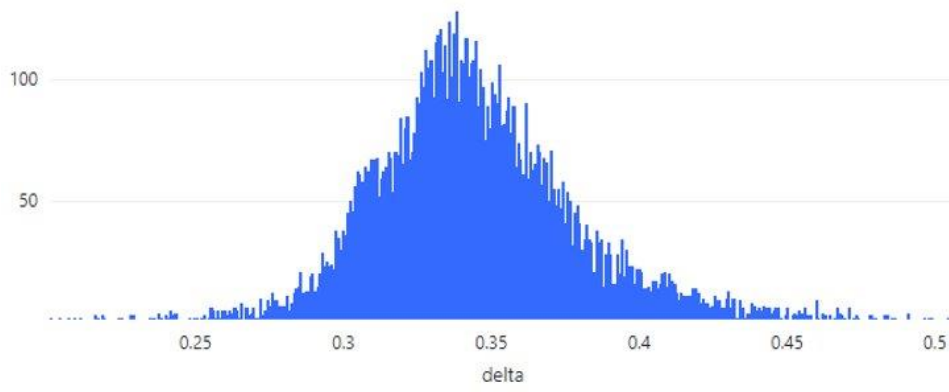


4.5.3.2 Effect keuze voor CPP met temperatuur of statisch met temperatuur

In ongewijzigd gedrag geen noemenswaardige impact



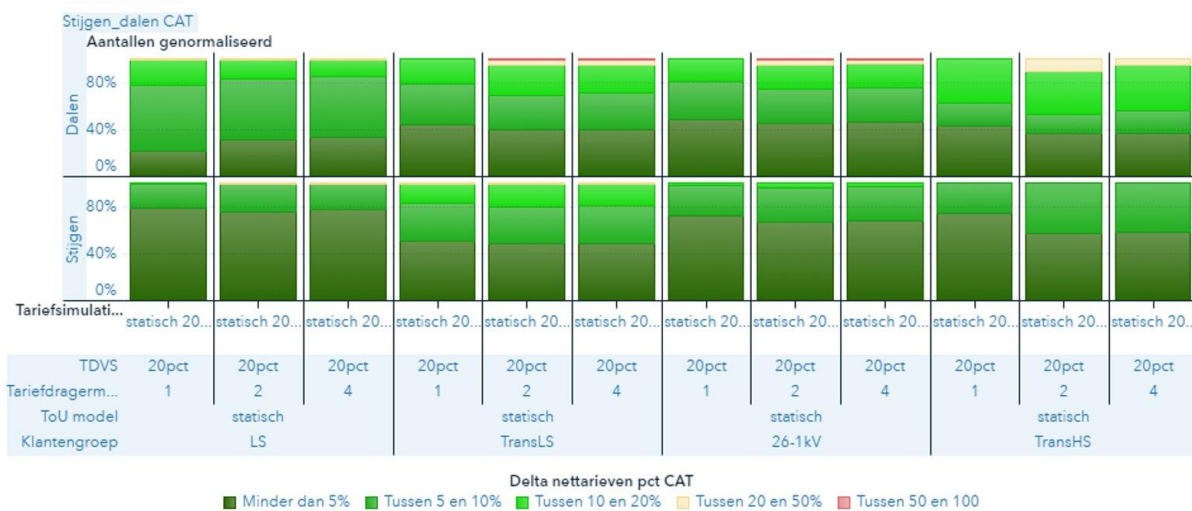
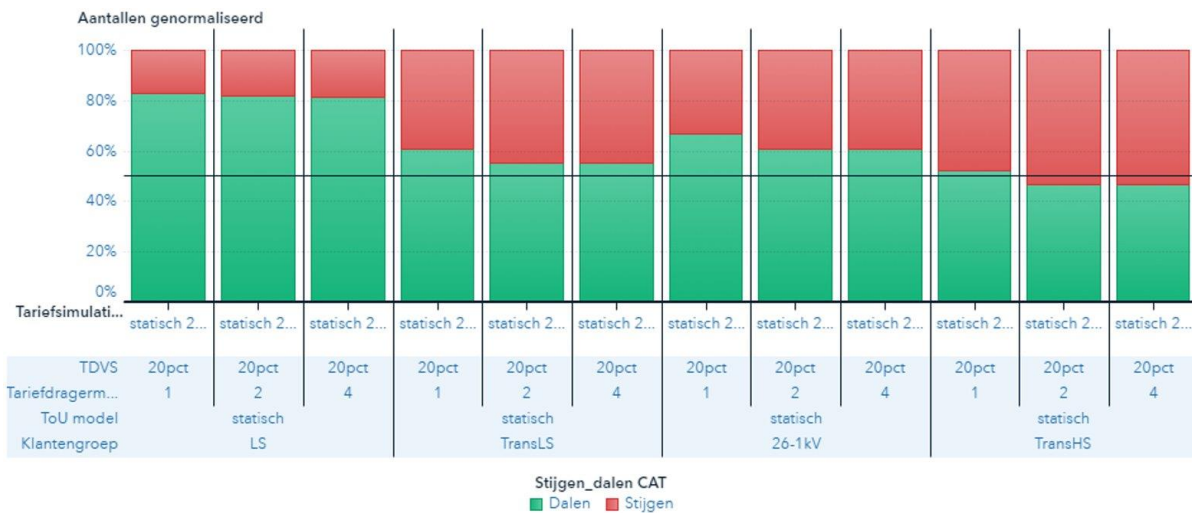
Intuïtief zou je vermoeden dat het Critical Peak Pricing-model op basis van temperatuur en zijn veel hogere €/kWh ToU-piekkost een hogere impact zou hebben op de factuur. Dat blijkt niet zo te zijn en de verklaring is dat statistisch, gemiddeld gezien het klantenverbruik gelijklopend is aan het verbruik in de winter. De verhouding tussen het verbruik in de winter en de temperatuur is normaal verdeeld. Hieronder de verdeling voor laagspanning met een gemiddelde verhouding in verbruik tussen winter en kouder dan 3°C in Ukkel van 34%



Figuur 73 De verhouding tussen verbruik bij kouder dan 3°C in Ukkel en verbruik tijdens seizoen de winter. De verdeling is nagenoeg perfect wat zal resulteren in een gelijkaardige tariefimpact wegens zero sum game.

4.5.3.3 Effect keuze voor piekreductie

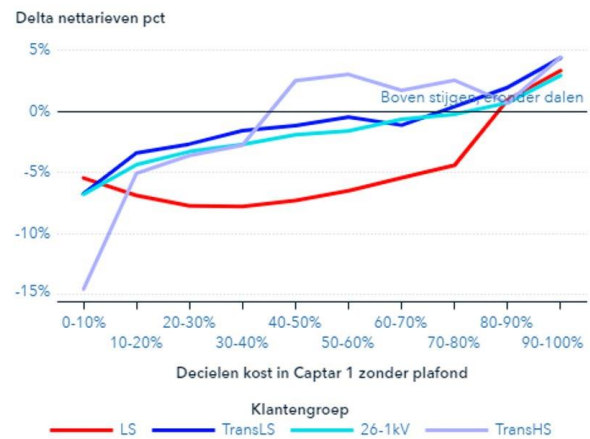
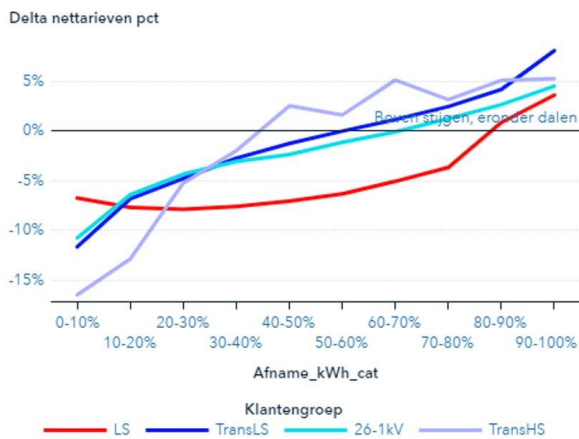
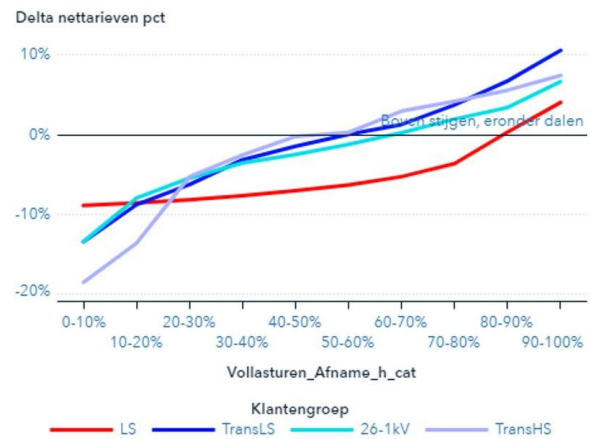
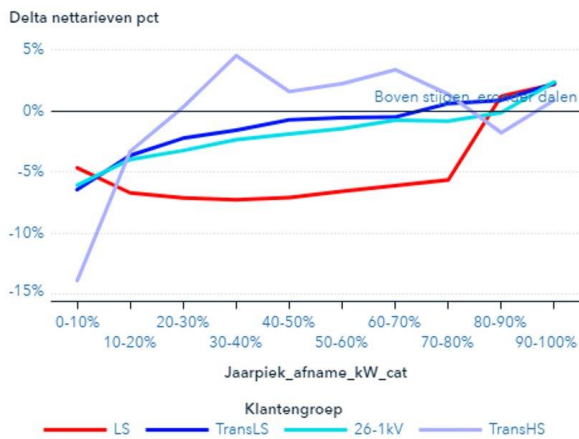
Opnieuw stellen we vast dat het effect bijzonder laag is op de eindafrekening van de klant en opnieuw is dit het resultaat van een vrij homogeen gebruik van ons net door klanten. Er zijn maar zeer weinig klanten die een piek maken in ToU-periode dal of normaal die significant hoger is dan in ToU-piekperiode. Bijgevolg zal maar een zeer beperkte groep er een voordeel uit halen ten koste van de andere klanten bij ongewijzigd gedrag.



4.5.4 Impact klantgedrag (of door zijn aangestuurde technologie) bij 20% kosttoewijzing aan ToU

We delen onze klanten per klantengroep op in decielen voor verbruik, jaarpiek, de vollasturen en de kost van Captar 1 zonder plafond. De eerste deciel links bevat op die manier in bijvoorbeeld verbruik de 10% kleinste verbruikers in de klantengroep. Het laatste deciel - hier verwoord als '90-100%' - bevat de 10% klanten met het hoogste verbruik per klantengroep. De impact is opnieuw een stijging of daling op de factuur van de netbeheerder. Een positief getal is een stijging, een negatief getal een financieel voordeel. We zien voor elke van de vier variabelen en voor elke klantengroep dat de laagste decielen een voordeel doen en de hoogste een nadeel. De vier variabelen zijn onderling gecorreleerd. Grote verbruikers hebben vaker een hogere piek en hogere vollasturen. Hun stijging ligt in de verklaring dat hun verbruik bij ongewijzigd gedrag beter gespreid is en dus relatief vaker voorkomt in de ToU-piek periode in vergelijking met de andere klanten in de klantengroep.

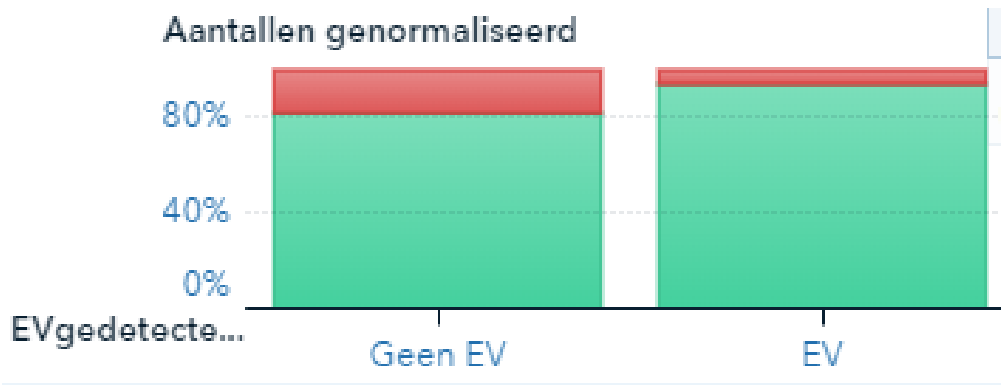
Laagspanning volgt dezelfde trend, maar het verloop is enigszins anders. Enerzijds kan dit het gevolg zijn van de slechts beperkte set aan beschikbare data van 60 000 digitale meters met een oververtegenwoordiging van grote klanten en PV. Anderzijds kan dit het gevolg zijn van de vaste aanrekening door de minimum bijdrage. We moeten de exacte impact per deciel in een vervolgstudie met meer data berekenen.



4.6 Impact specifieke technologie

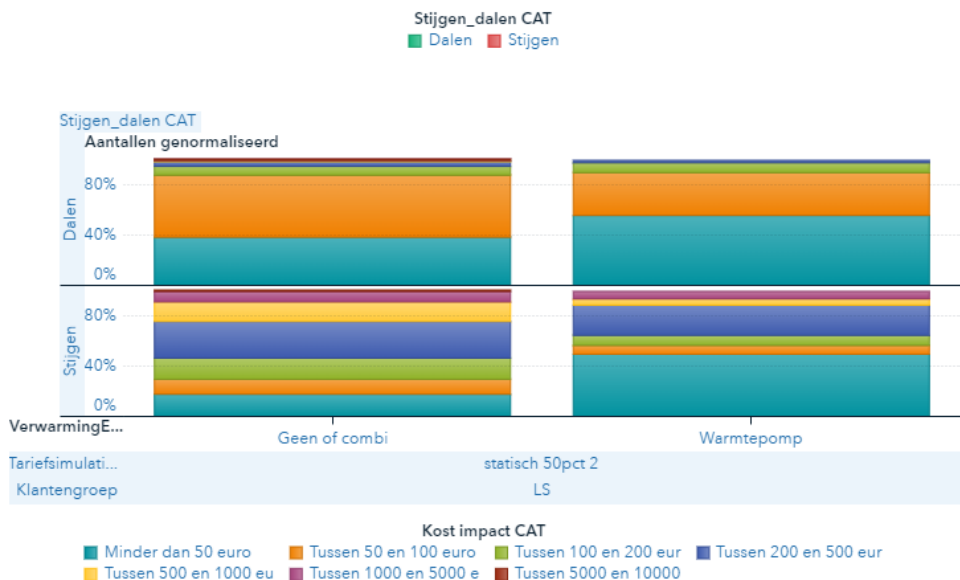
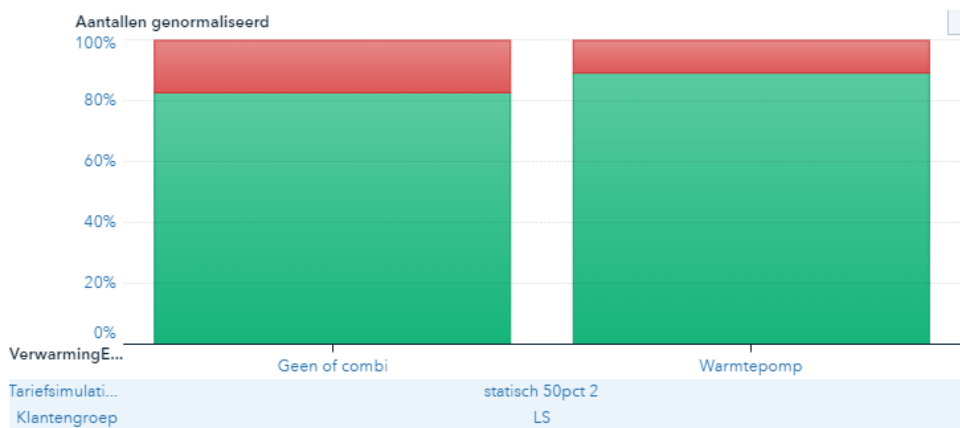
4.6.1 Een elektrische wagen residentieel opladen

In het bepalen van de toekomstige netimpact 3.7 konden we reeds vaststellen dat EV rijders hun wagen proberen laden tijdens het huidige nachttarief of op hun zonnepanelen. Gegeven die periode buiten de TOU-piek periode valt daalt de factuur van EV rijders.



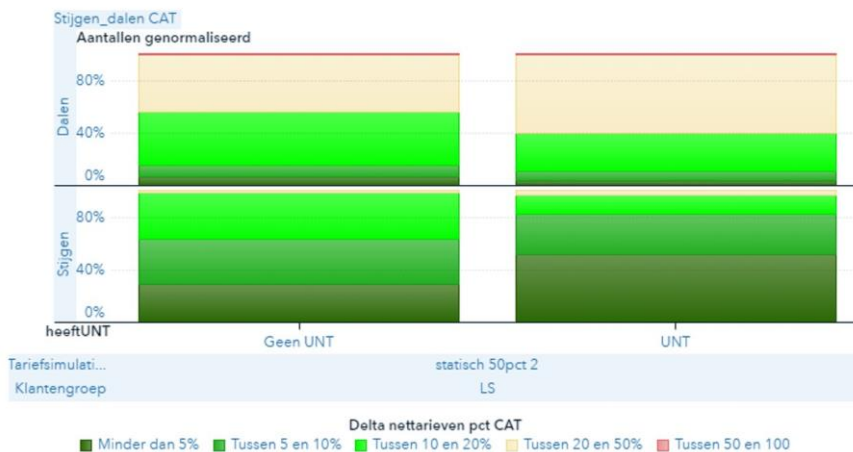
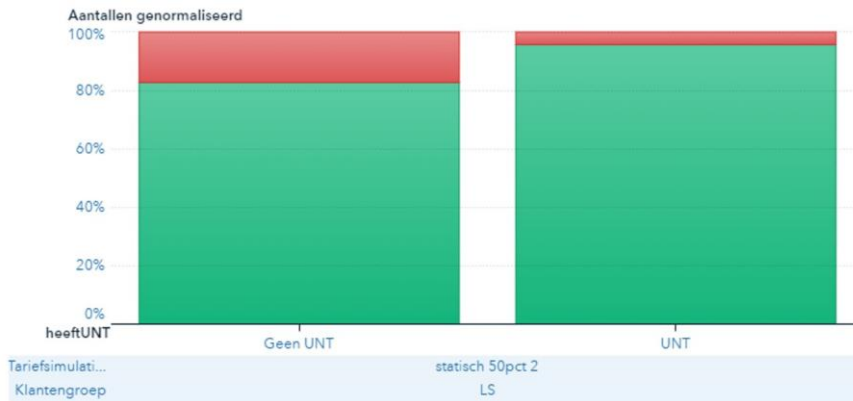
4.6.2 Een warmtepomp bezitten

Eenzelfde trend zien we maar minder uitgesproken bij warmtepompen. Een warmtepomp zal namelijk in de winter veel energie verbruiken en een belangrijk aandeel van dat verbruik valt tijdens de ToU-piek periode. In het algemeen ziet een merendeel van de klanten wel een daling aangezien een warmtepomp ook veel buiten de ToU-piek periode verbruikt.



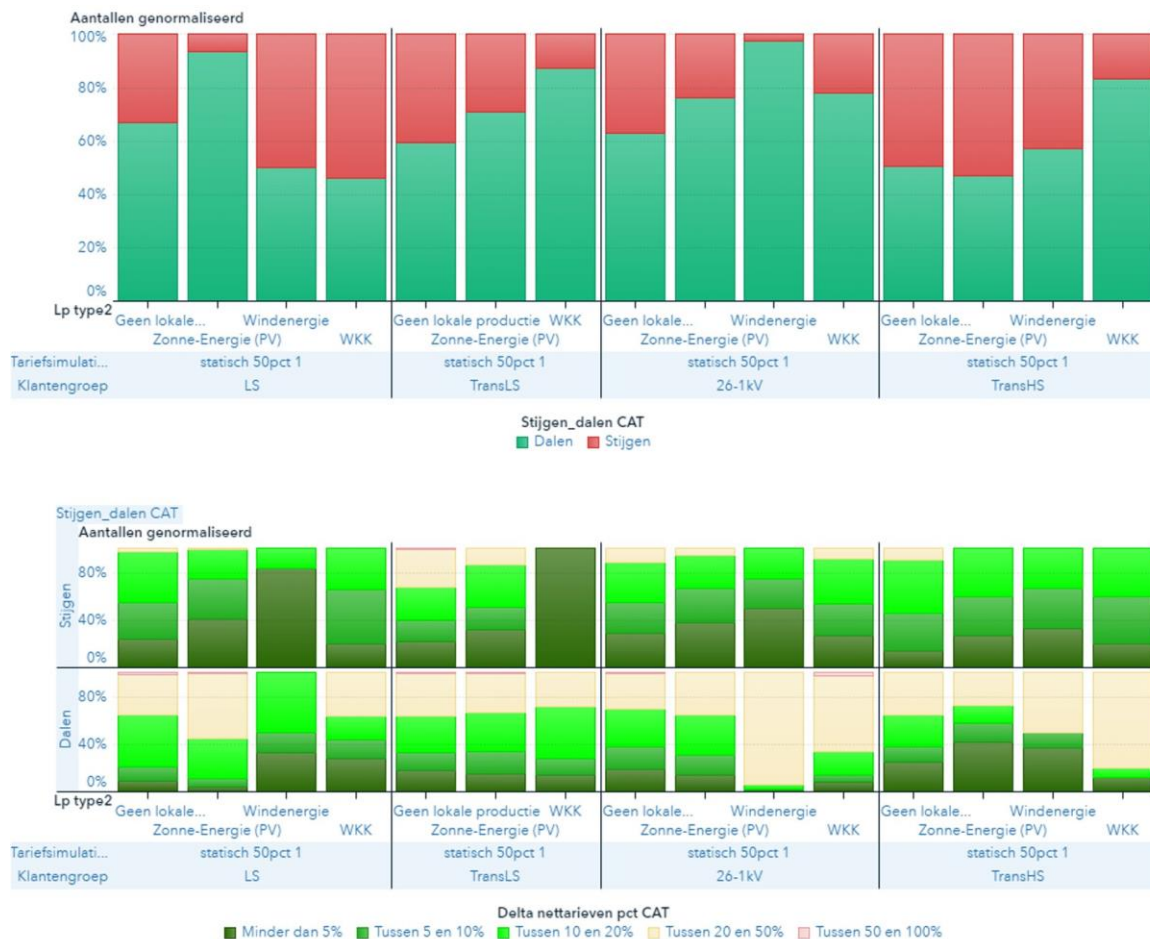
4.6.3 Exclusief nachtverbruik

Exclusief nacht kan onmogelijk in de ToU-piek periode vallen, omdat de meter in die periode niet actief is. Al het exclusief nachtverbruik valt dus in de goedkopere ToU-normaal en dal. Dus in vergelijking met klanten zonder een UNT, zal een groter aandeel een daling van de factuur zien.



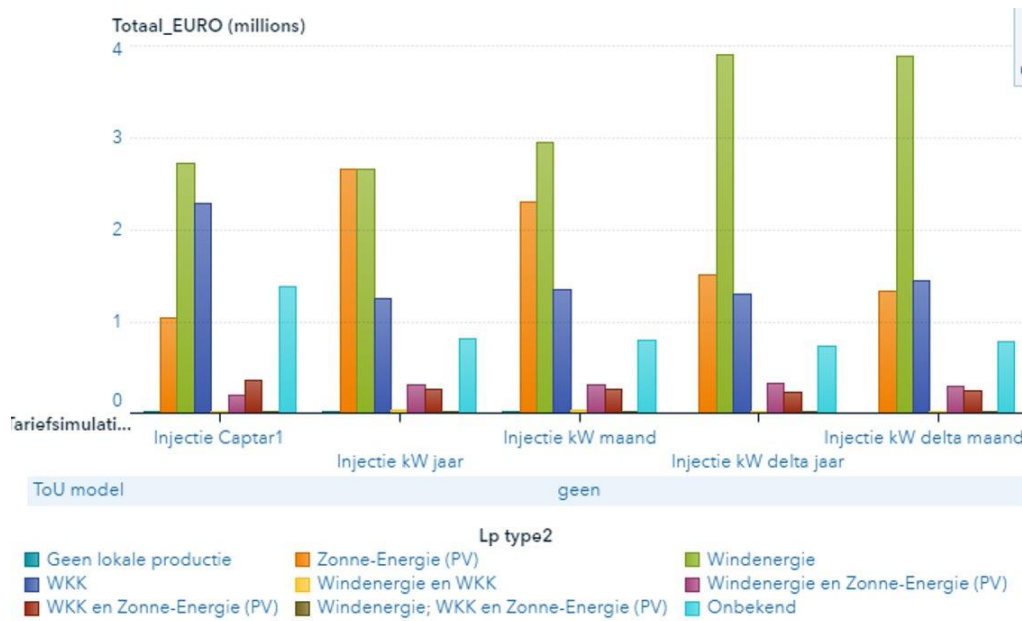
4.6.4 Decentrale productie (impact op afname, injectie zie verder) hebben

In de groep klanten zonder decentrale productie zijn er in het algemeen meer klanten die een daling op de factuur ervaren dan in de klantengroep met decentrale productie. De productie-eenheden zijn allemaal actief in de ToU-piek periode en doen daar de kost dalen. Door 50% van de kosten netgebruik op ToU te zetten, daalt de impact van de kW-term, en dat werkt in het voordeel van decentrale productie. Immers elke technologie is op een moment van hoge consumptie niet beschikbaar, waardoor een productie eenheid meestal geen voordeel op de kW-term heeft.



4.7 Tariefimpact op de injectiefactuur van klanten

Een aanrekening in kW is veel gevoeliger voor tariefschokken dan kWh. In maandpiek spelen namelijk maar twaalf kwartierwaarden mee om de volledige factuur op te berekenen. Een uitzonderlijke waarde zal dus snel doorwegen op de individuele afrekening. Naast het individuele, speelt nog een andere trend mee. Bij een verandering van tariefdrager van kWh naar kW spelen de vollasturen (kWh/kW) de dominante rol in de beoordeling als klanten stijgen of dalen. In lage vollasturen, gekenmerkt door een hoge piek voor relatief weinig kWh, zal een capaciteitstarief een sterke stijging met zich meebrengen. Omgekeerd, met hoge vollasturen zijn er veel kWh voor een relatief lage piek. Klanten met hoge vollasturen zullen dus de kost door veel kWh zien wegvallen en die wordt vervangen door een lagere kost: de relatief lage kW piekkost. Bij overgang van kWh naar kW zien die klanten vermoedelijk een daling op jaarbasis. Injectiekosten worden bepaald op alle decentrale productie-eenheden. Per technologie is er vandaag dus geen aparte klantengroep. Het effect hierboven beschreven op individueel niveau is ook toepasbaar op de technologie algemeen. WKK's hebben meer vollasturen dan PV, omdat PV afhankelijk is van een hoge zonnestand die maar beperkt in de tijd van het jaar voorkomt. De consumptie van de klant om finaal tot injectie te komen, is van belang maar kan in de meeste gevallen de onderliggende handicap van de technologie niet wegwerken. Tellen we de kost van onze klanten per productietechnologie op, dan valt dit effect goed op.



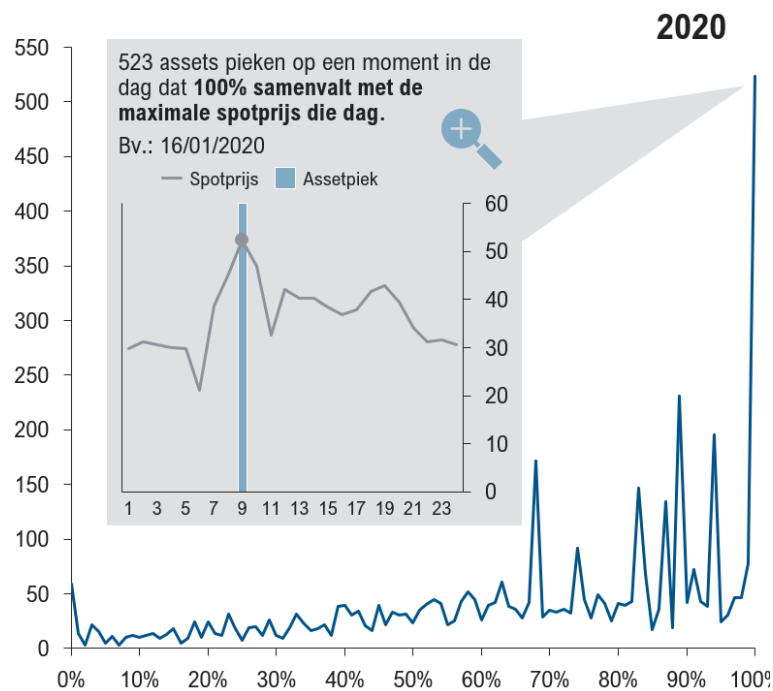
Pv betaalt in een kW-aanrekening minstens dubbel zoveel als in kWh ten voordele van WKK's. Het deltasysteem waar de vergelijking tussen injectie en afname gemaakt wordt, is dan weer in het voordeel van klanten met zowel productie als consumptie op dezelfde locatie. Windmolens die meestal op zuivere productiesites staan, zijn dan het grootste slachtoffer. PV staat in Vlaanderen maar zelden opgesteld zonder consumptie op dezelfde locatie. PV staat namelijk op de daken van particulieren en professionele klanten waardoor de impact beperkt blijft.

De enorme stijging per type technologie zet zich door per klant. Individueel is de impact op de factuur nog vele male hoger met een groot aandeel aan klanten die een factuur zelfs meer dan maal drie zien gaan.



4.8 Markt impact

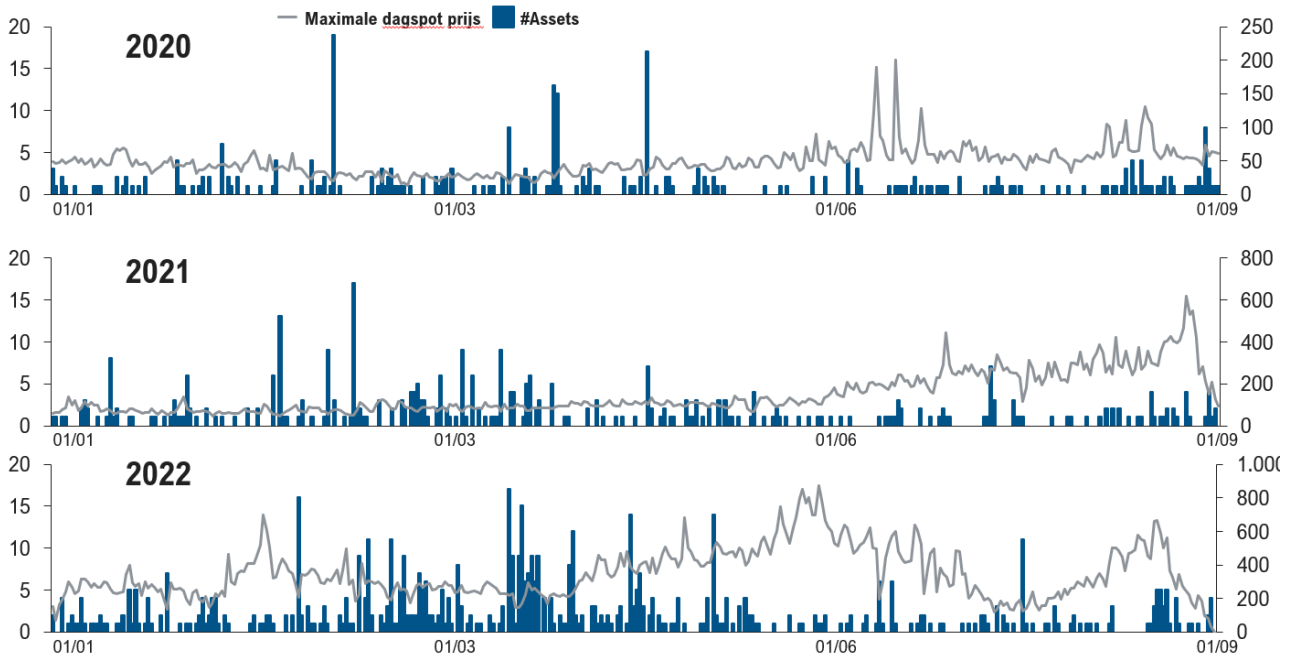
In Figuur 18 konden we al vaststellen dat de spotmarkt een betekenisvolle waarde heeft om de piekbelasting op het net te voorspellen. Gevisualiseerd in Figuur 74 werken we daar op verder en zien we dan voor 550 assets in 2020 het uur van de jaarpiek exact overeenkwam met de hoogste marktprijs op die dag.



Figuur 74 Op dagbasis is er een goede correlatie tussen marktprijzen en moment van piek

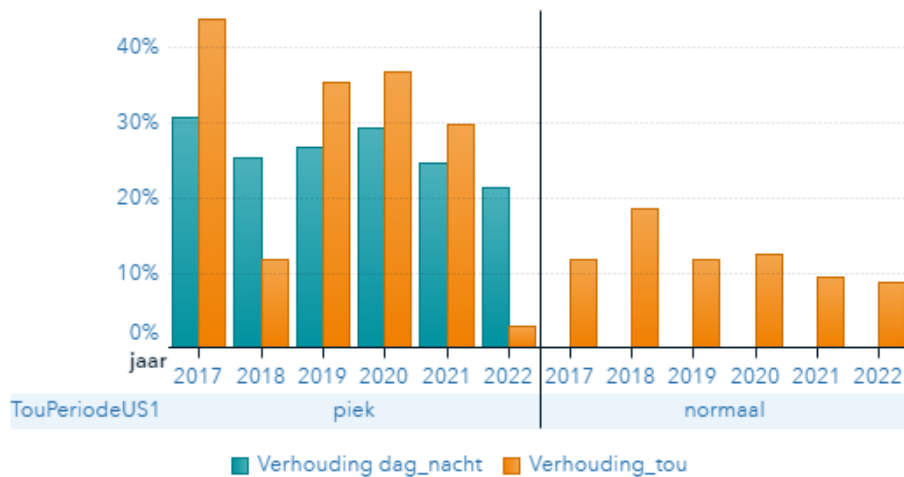
Op jaarbasis vervalt de correlatie echter volledig. De gemiddelde spotprijs op een bepaalde dag is afhankelijk van een veelheid aan factoren, onder andere:

- De spotprijs is onderhevig aan fundamentele markttrends, zoals de prijs van primaire energie en algemene inflatie in de markt
- De spotprijs is ook een indicator van het succesvol voorspellen van vraag en aanbod door de leveranciers en kan sterk pieken als:
 - Onverwachte pannes / gebeurtenissen op het net plaatsvinden (bijv. panne in een centrale in het buitenland, uitvallen van een belangrijke hoogspanningslijn, etc.)
 - Als de voorspelde output van decentrale productiecentrales fout blijkt (bijv. zonne- & windenergieproductie)



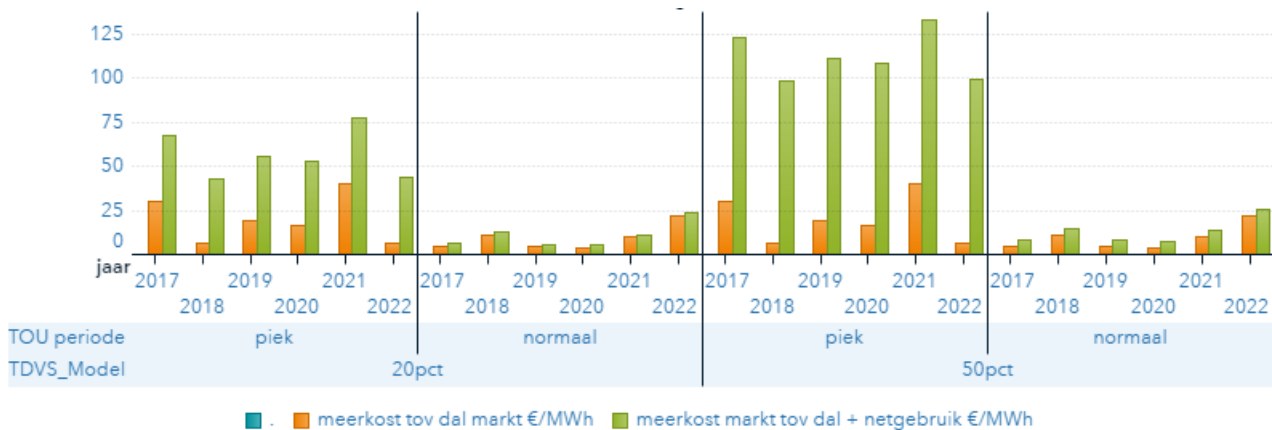
Figuur 75 Op jaarbasis is er geen goeie correlatie tussen marktprijzen en pieken op het distributienet

We bekijken nu wat het vooropgestelde ToU schema zou betekenen als de leveranciers dit zouden overnemen ter vervanging van dag nacht. In een eerste Figuur 76 wordt de vergelijking gemaakt met het huidige dag nacht signaal voor een aantal jaren. Ook in jaren van corona blijft het huidige dag nacht een stabiele waarde noteren in de marktprijzen.



Figuur 76 Hoeveel is de marktprijs in dag tarief hoger dan nacht in blauw. In oranje hoeveel ToU-piek en dal marktprijzen hoger zijn dan ToU-low.

De piek dal ratio van het statische ToU voorstel ligt hoger maar is niet elk jaar even stabiel. In 2018 was de gasprijs bijvoorbeeld hoger tijdens de zomermaanden door geopolitieke omstandigheden waardoor het ToU voorstel slechts een lage piek dal ratio noteert. Dit resultaat zet zich door in Figuur 77 de absolute cijfers.



Figuur 77 De meerprijs €/MWh tussen ToU-piek en normaal ten opzichte van low voor enkel de marktprijzen (blauw) en de totale factuur (oranje). De netbeheerder zet de toon in hoogte en stabiliteit. Links bij 20% kostentoe wijzing aan ToU en rechts bij 50%

In de ToU-piek periode zullen de netkosten dominant de hoogte van de piek dal ratio uitzetten. Dit kan bovendien versterkt worden door de toewijzing van kosten aan ToU netgebruik te verhogen. In ToU normaal en dal valt de netkost zo goed als weg. In die periode is incentivieren vanuit het net ook niet nodig aangezien maar beperkt aantal netfuncties op dat moment hun jaarpiek hebben. Gegeven de turbulente periode in de energiemarkt met corona, thuiswerk en hoge prijzen is het ToU signaal nodig om een stabiele basis te generen voor piek dal ratio's. Voldoende hoge piek dal ratio's zijn op hun beurt een voedingsbodem voor energieschuiven en piekreductie investeringen.

4.9 Conclusie tariefimpact

Een aanpassing van kWh naar kW zoals in het voorstel injectie, zorgt voor grote financiële impact op de factuur injectie voor onze klanten. Die aanrekening is namelijk gebaseerd op hooguit twaalf kwartieren of slechts enkele cent procenten tijd in het jaar. Een storing, een uitvallen van het energiemanagementsysteem of toevallig veel verbruik op hetzelfde moment, kan al direct aanleiding geven tot een hogere kost. Een aanpassing naar kWh is veel minder gevoelig aan toevalligheden. Eens één dag van de 90 dagen in de winter veel meer dan gewoonlijk verbruiken in ToU-piek zal slechts een zeer beperkte impact hebben op de eindafrekening.

De onderstaande conclusies zijn gebaseerd op het werkelijke verbruik in 2022 van onze klanten, dus zonder gedragsaanpassingen als gevolg van Captar of een eventuele introductie van ToU.

De belangrijkste conclusies voor afname

- Alle conclusies zijn vrijwel identiek voor alle klantengroepen. Daarom bespreken we ze niet apart in de conclusie. De impact van ToU wordt relatief afgevlakt, omdat de afrekening van de netbeheerder ook bestaat uit diverse euro/kWh TH ODV's en toeslagen.
- Klanten met maandfacturatie krijgen een uitgesprokener seizoenseffect op de afrekening. De winter is namelijk het seizoen met meer dan gemiddeld verbruik en bovendien is de €/kWh dan hoger. De dure winter wordt natuurlijk gecompenseerd door de goedkopere lente, zomer en herfst.

- In het algemeen zien meer klanten een daling dan een stijging. De procentuele impact op de factuur is echter zowel bij stijgen als dalen grofweg hetzelfde. Dat lijkt wiskundig op het eerste gezicht onmogelijk wegens de 'zero sum game' van tarieven, maar dat komt omdat onze stijgers de klanten zijn met vandaag al een hogere factuur in vergelijking met peers in de klantengroep. Klanten met hoog verbruik en hoge piek hebben eveneens hogere vollasturen. Dat was in Captar 1 positief, maar het zorgt er ook voor dat ze relatief meer dan gemiddeld van hun jaarverbruik in ToU-piek bevinden. Hierdoor worden ze geconfronteerd met een stijging en de andere in hun klantengroep een daling. Deze grote (relatief binnen de klantengroep) klanten optimaliseerden hun verbruik dan ook zonder rekening te houden met de systeempiek.
- Een piekreductie toelaten in normaal en dal is mogelijk buiten de winter. Dat blijkt slechts een minimaal effect te hebben op de eindafrekening. De eenheidsprijs stijgt in ons voorstel met 20%, maar bij het merendeel van de klanten daalt het volume ook 20%. Dit is niet onverwacht. De meeste klanten hebben hun maandpiek namelijk niet in de ToU dal periode. Een zeer beperkt aantal klanten heeft dat wel en zij zien wel een mooie daling op hun factuur. Het is te verwachten dat enkel klanten met elektrificatie van transport en verwarming hiervan gebruik kunnen maken. Andere klanten beschikken meestal niet over toepassingen die een gecombineerd vermogen hebben, hoger dan de kookpiek.
- Voor de meeste stakeholders was het onverwacht dat geëlektrificeerde klanten en klanten met decentrale productie er financieel op vooruit gaan in ToU, zelfs bij ongewijzigd gedrag. Neem bijvoorbeeld een warmtepomp. De verwachting was dat een warmtepomp veel verbruikt bij koude en dus wel moet stijgen. Het klopt absoluut dat warmtepompen veel meer dan vandaag moeten bijdragen in ToU piek, maar het effect van de lagere prijs in ToU normaal en dal wordt onderschat. Warmtepompen draaien bij koude simpelweg verder in deze periode bijvoorbeeld om 7 uur 's morgens en ook in de zomer is er sanitair warm water nodig. De kostendaling dankzij de goedkopere normale en dalperiode zal finaal voor het merendeel van de klanten hoger zijn dan de bijkomende kost in ToU piek. Op de eindafrekening vertaalt zich dat in een dalende prijs.
- Een plafond introduceren specifiek voor kWh ToU lijkt door de beperkte impact niet aan de orde. In Captar 1, het tarief zonder ToU, zijn er echter wel een beperkt aantal klanten dat sterk gebruik maakt van dit systeem. De afvoer van het plafond zou voor die klanten een hoge stijging betekenen van hun afnamefactuur. De perceptie zou dan kunnen ontstaan dat dit het gevolg is van ToU en daardoor het draagvlak aantasten daar waar het in werkelijkheid nog steeds de overgang van kWh naar kW betekent. Specifiek klanten met decentrale productie, maar zeker windmolenparken, maken in hoge mate gebruik van afname plafond.

Conclusies voor injectie

- Een overgang naar kW is voor de stijgers uit te drukken in de eindafrekening maal 2, 3 of zelfs nog hoger. Omdat er enkel kosten netgebruik in injectie verrekend zijn, is het effect relatief des te hoger. WKK's betalen in elk systeem met kW collectief tot de helft minder injectiekosten ten gevolge van hun hoge vermogenduurcurve in vergelijking met intermediërende bronnen.
- Een keuze voor jaar- of maandpiek heeft weinig verschil in de financiële impact op de jaarfactuur. Het delta-systeem tussen injectie en afname piek zal voor decentrale productie-eenheden zonder bijbehorende consumptie een hogere stijging van de kosten met zich meebrengen. Dat is logisch, want een afnamepiek aftrekken is zo goed als onbestaand voor die klanten.

5 Implementatie

In bovenstaande analyse lag de focus op het elektrisch technische van het net op basis van geaggregeerd klantengedrag en de financiële gevolgen van een aanpassing ToU of injectie. Die studie wijst ToU aan als een verbetering naar kosten-reflectiviteit en kan (net- en systeem-) kosten in de toekomst verminderen. Een keuze aanpassing aan tariefmodellen is breder dan enkel een technische studie. We starten met een zeer subjectieve bevraging bij klanten volgens de methodiek van kwalitatieve klantenbevraging. Vervolgens evalueren we de doorlooptijden, gepaard aan een wijziging van nettarieven. Gebaseerd op beide studies ronden we af met een inzicht van aanpassing ToU in de bredere context.

5.1 Kwalitatieve klantenbevraging ToU

5.1.1 Wat is een kwalitatieve klantenbevraging

Kwalitatief onderzoek is – in tegenstelling tot kwantitatief onderzoek – voornamelijk gericht op het verzamelen van diepgaande inzichten. In dit onderzoek simuleerden we een introductie van ToU bij klanten, alsof het in werkelijkheid zou gebeuren. Deze klanten zijn dus niet op voorhand gebriefd door een net- of tarievenexpert van Fluvius of hebben deze studie op voorhand doorgenomen. Enkel met een aantal korte touchpoints, zoals bijvoorbeeld het ToU uurschema, werd een discussie met deze klanten opgestart, begeleid door een onafhankelijke facilitator, gespecialiseerd in klantenervaringen. De discussie verliep zonder te oordelen of inhoudelijk bij te sturen. We capteerden als het ware het eerste gevoel dat opkwam bij de introductie van ToU. De aandachtige lezer zal dus vaststellen dat in onderstaand verslag voorstellen en adviezen opgenomen zijn die haaks staan op de eerdere hoofdstukken in deze studie. We nemen eerst een verslag op van de bevraging en geven in het volgende hoofdstuk het technische antwoord.

5.1.2 Doelpubliek

In september 2023 voerden we in samenwerking met marktonderzoeksbureau Ipsos een klantenbevraging uit over het capaciteitstarief. In totaal werden 20 residentiële laagspanningsklanten bevraged tijdens drie individuele diepte-interviews en drie focusgroepen. Voor deze klanten is er enkel een voorstel ToU voor afname en niet voor injectie afgetoetst, omdat prosumenten vandaag vrijgesteld worden.

Om een goede reflectie over het capaciteitstarief te krijgen, zorgden we voor drie groepen met een diverse attitude tegenover energie en energieverbruik:

- **Low involvement klanten ("comfort seekers"):** zij illen niet te veel met energie bezig zijn | doen dit enkel uit financiële overwegingen | hebben weinig kennis van zaken en weinig interesse om bij te leren
- **Medium involvement klanten ("energy optimizers"):** nemen al stappen om hun verbruik te optimaliseren | willen graag hun steentje bijdragen aan de energietransitie, maar hebben hier nog begeleiding bij nodig | zijn vooral financieel gemotiveerd, maar ook ideologisch

- **High involvement klanten ("energy uplifters"):** voorlopers op energievlak | zijn veel bezig met energie | hebben veel kennis van zaken | gebruiken allerlei apps en slimme toepassingen | zowel financieel als ideologisch gemotiveerd

Binnen elke groep was een goede spreiding van respondenten op vlak van leeftijd, gender, gezinssituatie, energieverbruik, type woning en leefomgeving, bezit EV/PV/warmtepomp voorzien.

5.1.3 Resultaten

1. De eerste reacties op het nieuwe CAPTAR 2.0 – concept zijn gelaten. De meerderheid begrijpt het concept en de reden waarom dit ingevoerd zou worden, maar voelt zich (opnieuw) de dupe.

Huidige attitude ten opzichte van het capaciteitstarief

De klant heeft momenteel een **basiskennis** over het capaciteitstarief. Voor de grote meerderheid is het doel van het capaciteitstarief duidelijk: pieken vermijden en verbruik verspreiden. Maar – ongeacht het profiel – zijn er (nog altijd) veel vragen over de **precieze berekening** en de werkelijke **impact in euro's**.

De klant heeft het gevoel **te weinig informatie** te hebben ontvangen, zowel bij de invoering als doorheen het jaar. De klant verwacht nog altijd dat meer informatie wel zal volgen. De **jaarafrekening** kan hierin een belangrijke rol spelen: de consument verwacht de precieze berekening van het tarief daar terug te vinden. Maar: de enkeling die al een jaarafrekening heeft ontvangen, ziet slechts een bedrag staan, niet de berekening hoe dat bedrag is ontstaan, en **blijft nog met veel vragen zitten**.

De Vlaming heeft de afgelopen tien maanden stappen genomen om zijn persoonlijke piekverbruik te spreiden. Velen ervaren hierdoor **een (té) grote impact op hun dagelijkse routines**. Het kost erg veel **wilskracht** om hier elke dag rekening mee te houden – waardoor de klant over de loop der maanden **nonchalanter** is geworden.

Ook voelen "energy optimizers" en andere kleinverbruikers zich **financieel benadeeld** door de minimumtarifiering bij **2,5 KW**. Ze hebben moeite gedaan om pieken te vermijden en te verspreiden, maar hun kosten zullen sowieso hoger zijn dan voorheen.

Naar een nieuwe stap in het capaciteitstarief

De invoering van het huidige capaciteitstarief was voor velen al een (zeer) grote, soms onmogelijke aanpassing. Het voelt zeer **overweldigend** aan om bijkomend rekening te houden met seizoenen of temperaturen én tijdsperiodes doorheen de dag.

De high involvement consumenten zijn het minst verrast. Ze hebben het gevoel dat het hen weinig zal beïnvloeden – of eventueel zelfs een **voordeel** zal opleveren – omdat ze al de infrastructuur in huis hebben om de meerderheid van de pieken zelf op te vangen en te spreiden naar daluren (cf. zonnepanelen, batterij, ...). Hun reactie is vooral **gelaten**.

Voor de low en medium involvement consumenten is de eerste indruk dat het zeer **moeilijk** wordt om hier nog extra rekening mee te houden. Het gevaar is dan uiteraard dat sommigen zelfs de moeite niet willen doen. De inspanningen die de klant bereid is te doen, is **afhankelijk van de financiële impact**: bij een financiële impact (besparing) van +/- 20 euro per maand zegt de consument (toch) bereid te zijn meer moeite te doen om de pieken naar de "goedkope" momenten te verspreiden.

De indruk leeft vooral **dat 'de kleine man' wéér de dupe is**: aangezien het moeilijk is de verbruiksmomenten van de industrie te sturen, wordt dan maar van de huishoudelijke energieconsumenten verwacht dat zij zich aanpassen.

2. Een "seizoensschema" met het onderscheid winter / zomer is voor de meerderheid het meest eenduidig.

Voor de low en medium involvement klanten, het overgrote merendeel van de Vlamingen, is het is veel duidelijker om te werken met **seizoenen** dan met graden.

Voordelen van een seizoensschema:

- Iedereen weet wanneer het winter is, er is hier geen ruimte voor discussie mogelijk.
- Het wegvallen van weekendtarief (continue 'nacht') wordt minder gesmaakt. Het **past bij de huidige routines** (bv. In het weekend de was doen, uitgebreid koken).

Nadelen van een seizoensschema:

- Het klimaat verandert, waardoor de pieken niet vanzelfsprekend in de winter zullen liggen.
- Het schema voelt daardoor voor sommigen **niet als een duurzame oplossing**
 - Een herfst of lente zou wellicht kouder kunnen zijn dan de winter
 - Een hete zomer zorgt wellicht voor meer verkoelingsystemen (cf. airco), waardoor er dan pieken ontstaan.

Enkel de "energie optimizers" zijn meer te vinden voor een "gradenschema". Het geeft hen een concrete tool in handen om mee te werken. Het geeft een extra dimensie aan de afstemming van al hun interne systemen (en het triggert hun fanatisme!).

Voordelen van het gradenschema

- Het is een **goed hanteerbaar, betrouwbaar** systeem voor "energy optimizers".
- Sommigen refereren naar hun **verwarming** die zich baseert op de **buitentemperatuur**
- Ze kennen een soortgelijke manier van werken in het **buitenland**

Nadelen van het gradenschema

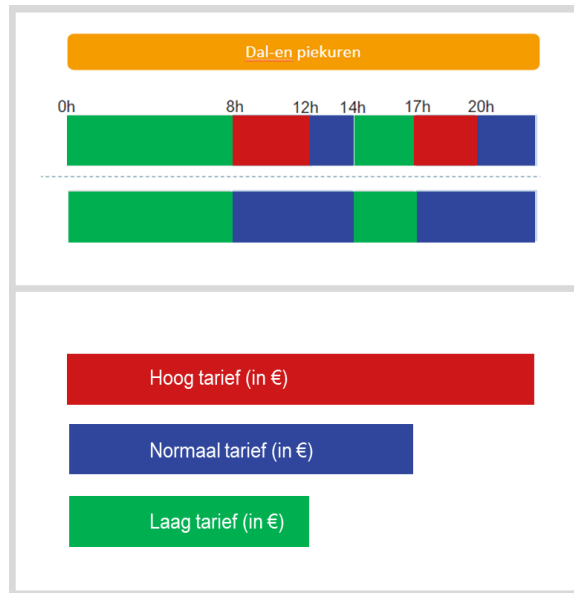
- Je moet elke dag opnieuw (of dag voordien) de temperatuur raadplegen, om hier vervolgens (elke dag opnieuw) je gewoontes op aan te passen. Dit zorgt voor extra mentale last, waarvoor je tijd moet voorzien en aan moet denken, de programmatie van de toestellen erop aan moet passen, ...

Een aantal consumenten heeft **twijfels bij beide voorstellen** - en stelt nog een andere aanpak voor – zonder de dimensie van seizoenen/graden. Zij zouden liefst enkel willen werken met dal-, normale- en piekuren. Hierdoor vermindert de mentale last doorheen het jaar én het voelt als een manier om mensen écht bewust te maken van de noodzaak het netwerk te ontlasten.

Daarnaast werd ook opgemerkt dat een concept dat écht zou sensibiliseren (cf. focus op kostenbesparing), de introductie van een **negatief tarief** zou zijn. Dit zou de consument **wél kunnen motiveren** om de moeite te doen energie te verbruiken op momenten waar het echt iets oplevert.

3. De klant is eensgezind over de manier waarop CAPTAR 2.0 gevisualiseerd moet worden: Het gebruik van contrastkleuren (rood/groen), drie – en op termijn mogelijks vier - verschillende “tarieflagen” en het gebruik van duidelijke termen (hoog/laag tarief, in €) krijgen de duidelijke voorkeur.

- De kleuren **rood** en **groen** staan in onze maatschappij vaak synoniem voor “goed of slecht”. Het is dus **makkelijk en logisch** te begrijpen en in één oogopslag af te lezen.
- **Het gebruik van drie verschillende tarieflagen is als startfase (enigszins) behapbaar.** Vier lagen - voor meer nuancering van de tijdssloten - zou op termijn kunnen voor sommigen -- nadat ze al gewend zijn aan de invoering van het “drielagensysteem”.
- Het gebruik van **duidelijke termen**. Het gaat nog altijd over het capaciteitstarief – dus **het woord “tarief” doorvoeren voelt logisch**. Daarnaast zijn de termen **hoog/laag** kort en krachtig. Commerciële termen als ‘happy hour’ worden als niet professioneel beoordeeld.
- De klant wil graag **duidelijkheid** over wat de **effectieve kost** zal zijn van een piek die in een specifiek tijdsslot wordt veroorzaakt. Door duiding te geven in euro kan de klant eventueel **zelf berekeningen maken**. Daarnaast zorgt het voor een **transparant** en **ondubbelzinnig** gevoel.



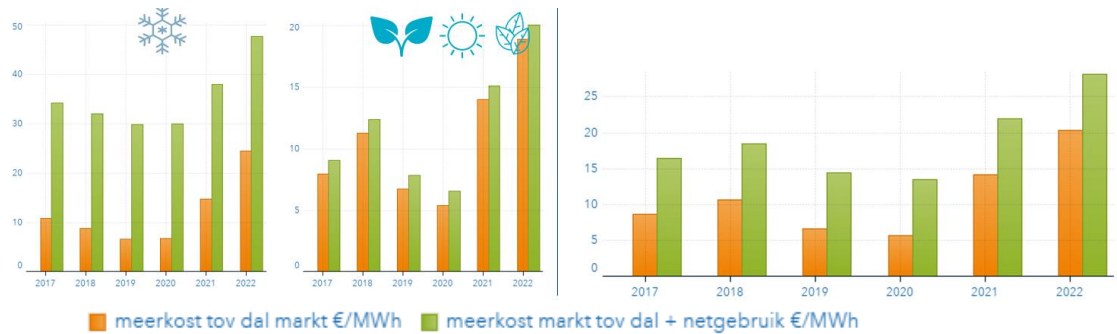
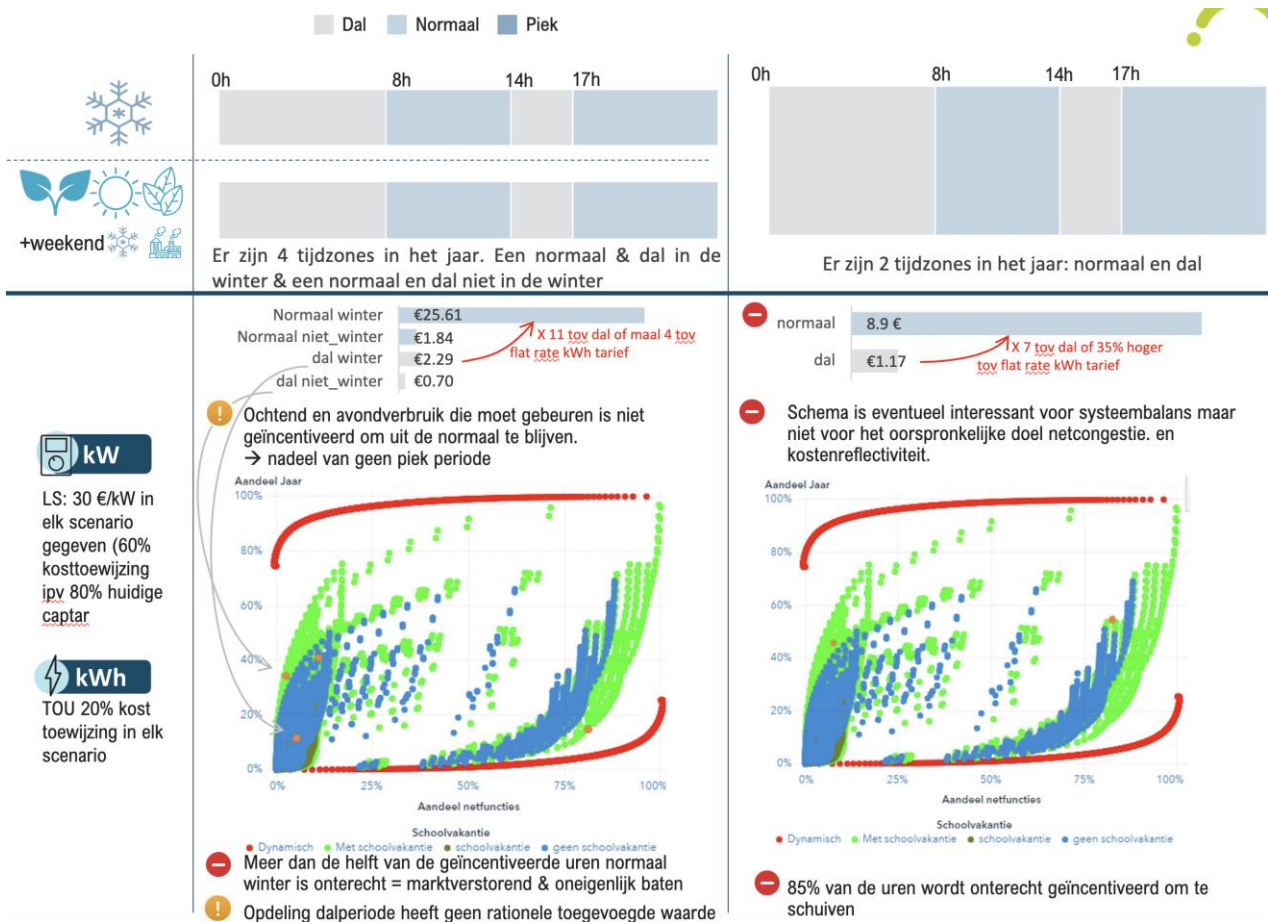
Figuur 78 ToU voorstel aangepast volgens de gewenste kleuren en benaming in onze kwalitatieve klantenbevraging

5.1.4 Technische antwoorden

We herkennen goed de feedback van de klanten in de feedback die we van de stakeholders ontvingen. De onderstaande feedback werd over de acht sessies dan ook met hen besproken.

Eenvoud

Het uursschema wijzigen lijkt weinig emoties los te weken, maar het toevoegen van ofwel een derde periode of seizoens/temperatuur component valt zwaarder. We passen ons ToU aan de feedback aan, maar onderzoeken of dat een tarief is dat voldoet aan de vooropgestelde criteria. Links zien we het Fluvius-voorstel zonder een piekperiode, rechts is zelfs het seizoenseffect weggelaten. We bekijken telkens de impact voor de laagspanningsklant.



Figuur 79 Piek dal ratio en impact op de marktprijzen volgens enkele eenvoudige ToU schema's

Het schema zonder seizoenen (rechts) raakt kant noch wal en lijkt geen stap in de goede richting. De ToU combinaties liggen mijlenver van de efficiënt frontiers en zijn dus niet kostenreflectief. Dat vertaalt zich concreet in het feit dat de ToU high (de high is normaal in het schema) 85% van de tijd incentiveert waar er in werkelijkheid geen netfuncties op ons netwerk pieken. Klanten die hun gedrag zouden aanpassen, zullen logischerwijze minder bijdragen aan de netkosten, maar alleen door puur toeval soms eventueel helpen aan de systeempiek van Fluvius. Door de kostenreflectieve methodiek besproken in 4.4.2 werkt ons model de piek-dal ratio sterk naar

beneden. De kostentoe wijzing aan ToU zal zeer hoog moeten, wat dan weer marktverstoring is buiten koude winter- en ochtendpiek.

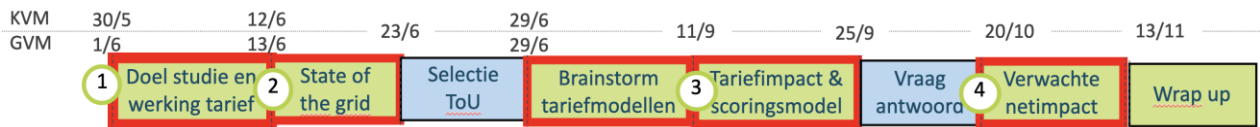
Het voorstel dat seizoen en uur combineert (links) in Figuur 79 bevat de drivers achter pieken op het netwerk (temperatuur en uur) en dat vertaalt zich in een aanvaardbare piek-dal ratio gegeven de ToU high (hier normaal winter) zich op de efficiënt frontier bevindt. ToU dal winter en zomer heeft geen zinvolle opdeling, maar het moet wel voor de 'ToU normaal', anders krijgen we het slechte rechtse schema. Om toekomstige pieken te reduceren scoort dit tarief wel minder door de zeer lange uurblokken van 6 uur. Het is niet visueel in het voorstel dat de winter een pak duurder is dan de andere seizoenen. In de perceptie van klanten kan dit bijgevolg als kleine lettertjes overkomen. Het voorstel van Fluvius bevat visueel een piekperiode in de winter en laat meer differentiëren van piekspreiding toe. Enkel comfortverbruik in ToU piek, ToU normaal omvat verbruik voor het slapengaan en ToU dal is voor het volledig schuifbaar verbruik. Bovendien wijkt het Fluvius voorstel minder af van een perfect dynamisch tarief wat kostenreflectiever is en bijgevolg een hogere piek-dal ratio berekent.

Negatieve tarieven

Volgens de logica van "wij helpen het net" stellen onze klanten een zone voor met negatieve tarieven. We onderzochten in hoofdstuk 3.2.4 een ToU low en konden vaststellen dat het niet mogelijk is om statisch of dynamisch een ToU te genereren waar geen enkele asset in piekt. Het finale voorstel omvat wel een ToU low met lage prijzen, waar er slechts zeer beperkt assets in piek gaan. De inkomsten van Fluvius zijn gereguleerd, wat resulteert in een 'zero sum game' op korte termijn. Concreet betekenen negatieve prijzen in de ene zone, hogere in een andere. Een netbeheerder werkt bovendien aan een netwerk om de hoogste capaciteit te verwerken. Dat die volledige capaciteit slechts kortstondig nodig is, is gekend. Het was bovendien één van de hoofdredenen om in 2023 naar het capaciteitstarief te evolueren, omdat die tariefdrager dichter aansluit bij onze manier van investeren. Mogelijk kunnen negatieve prijzen zeer lokaal of om redenen van systeembalans aangewezen zijn, maar dit valt buiten de scope van deze studie. We verwijzen hiervoor naar andere studies over expliciete flexibiliteit.

5.2 Feedback van onze stakeholders

Dit studiedocument kwam mede tot stand in samenwerking met onze stakeholders. We kozen in het begin samen met VREG om een participatieve aanpak te gebruiken, waarbij de stakeholders bij elke milestone van het onderzoeksproject feedback konden geven en bezorgdheden uiten. Dit resulteerde in acht sessies van elk drie uur, verspreid over de duurtijd van deze studie. We wensen uitdrukkelijk alle afgevaardigden te bedanken voor hun actieve deelname en het delen van inzichten en datapunten voor hun sector. In willekeurige volgorde is dat: Flux 50, Agoria, SERV, Embuild Vlaanderen, Bouwunie, ODE, Febeliec, Luminus, Elindus, Engie, TotalEnergies, Testaankoop, FEBEG, VEKA, Nelectra, Cogen, Gezinsbond, Elia, EV Belgium, Vito, Ugent en VUB. Ons traject had niet de bedoeling het formele antwoord op een tariefvoorstel te capteren, want daar is ruimte voor bij de publieke consultatie van de regulator. De slides en verslagen zijn beschikbaar, ook voor stakeholder VREG, maar er is afgesproken die niet te publiceren om een open en vrij debat te kunnen houden.



De verhaallijn uitgeschreven in de management summary omvat het leeuwendeel van de opmerkingen van stakeholders. In dit hoofdstuk beschrijven we **feedback** van stakeholders die **niet eerder aan bod** kwam in deze studie of buiten de verhaallijn van de management summary valt.

Feedback FEBEG en leveranciers

Naast het studietraject werden FEBEG en de leveranciers ook betrokken bij de technische implementatie studie in volgend hoofdstuk. Dat is nodig, want een tariefimplementatie is geen exclusieve opdracht aan Fluvius. Ook de leveranciers moeten de nieuwe of aangepaste tariefdragers in hun systeem doortrekken via het centraal (federaal) marktsysteem.

- ToU zal een impact hebben op de sourcing en onbalans van de leveranciers. Doe een pilootproject om te zien hoe klanten zullen reageren. Voorzie voldoende tijd zodat leveranciers hun sourcing kunnen bijstellen.
- FEBEG stelt dat leveranciers waarschijnlijk, voor de doorsnee digitale meterklant, zullen
- evolueren naar eenzelfde TOU schema als het voorstel in deze studie. Dit los van de mogelijkheid om nog voor specifieke klanten een meer specifiek dynamisch prijscontract aan te bieden. Vandaar dat we in hoofdstuk 4.8 ook de impact op de marktprijzen berekenden. De lopende dag/nacht contracten kunnen echter pas overschakelen nadat de looptijd van het contract verstreken is, en daar kan een periode van drie jaar over gaan.
- Stem een ToU model af met de drie andere gewesten zodat er één federale logica bestaat.
- Voorzie voldoende tijd en testing voor de aanpassing van metering en allocatie in de reguliere marktprocessen.
- Waak over tegenstrijdige signalen markt en net, zodat er minimaal een rem is op dynamische prijscontracten of op expliciete flexibiliteit.

We concluderen dat de nodige doorlooptijden moeten bewaakt worden en er blijvend moet opgevolgd worden of een ToU voorstel niet afwijkt van de marktprijzen. Met de huidige kennis correleert het voorstel in deze studie op dagbasis goed met de markt. Op jaarbasis spelen de onvoorspelbare geopolitieke markten van fossiele brandstoffen vandaag te sterk om te correleren.

Verschil tussen ToU en energiegemeenschappen

Met ToU in deze studie verwijzen we naar een voorstel tot aanpassing van het tarief netgebruik. Energiegemeenschappen verwijzen naar een samenwerking breder dan enkel netten.

Het ToU piekvoorstel zoals beschreven in deze studie slaat op de tijd in het jaar waar gemiddeld gezien de meeste netfuncties hun piek hebben. Individueel of als energiegemeenschap is er een maatschappelijke baat om uit die periode weg te blijven met schuifbaar verbruik. Bij

gemeenschappen die niet geografisch samenzitten is het vooropgestelde ToU piek- en normaal venster dan ook de aangewezen periode om op te incentivieren. Lokale gemeenschappen, en in onze betekenis lokaal volgens de nettopologie, zouden bij toeval op netfuncties kunnen aangesloten zijn die niet in ToU piek en normaal vallen. De exacte kansen daarop zijn eenvoudigweg af te lezen in Figuur 67 bij netkosten. Klanten in die gemeenschap zouden op die manier via een virtueel gezamenlijk aansluitingspunt wel op het juiste piekmoment kunnen werken versus het algemene ToU voorstel in deze studie. Let wel de nettechnisch lokale gemeenschap moet dan wel op collectie piek werken. Hetzelfde ogenblik kan echter perfect ook individueel geïncentiveerd worden via bijvoorbeeld dynamische en lokale expliciet flexibiliteit.

We concluderen dat deelnemers van energiegemeenschappen ook het nettariaf moeten krijgen met ToU als het zou worden geïntroduceerd. Hoe dat nettariaf (individueel of collectief) moet verrekend worden, valt buiten de scope van dit onderzoek.

Overige stakeholders

Enkele stakeholders blijven voorstander van een opt in systeem. Naar het einde van de studie waren onze stakeholders mee overtuigd dat het meest eenvoudige schema dat voldoet aan alle voorwaarden voor een goed tarief het finale voorstel is in deze studie. Het voorstel zou zijn om het schema in deze studie op te leggen, maar nog een bijkomend, ingewikkelder systeem te voorzien voor klanten die daarvoor kiezen. Een optie zou dan kunnen zijn voor het Critical Peak Pricing model ofwel het statische model met vier ToU zones. De vierde zone superhigh zou dan vallen om 17 uur en om 18 uur. Op moment van schrijven is een complexer model niet uitgewerkt.

5.3 Technisch marktimplementatieplan

De introductie van het capaciteitstarief voor alle klanten in Vlaanderen vanaf 1 januari 2023, heeft het belang aangetoond dat dergelijke grote wijzigingen aan de tariefstructuur in nauw overleg met alle marktpartijen (netbeheerders, leveranciers, klanten) moeten gebeuren.

Om een succesvolle introductie van tijdsafhankelijke nettarieven te kunnen realiseren, moeten we ons voldoende voorbereiden en pleiten we vanuit Fluvius voor een stapsgewijze aanpak.

Vanuit een stapsgewijze aanpak, geven we in wat volgt een voorstelling van een mogelijk implementatieplan, waarbij we bewust enkele assumpties nemen, zonder hierbij vooruit te willen lopen op een beslissing van de regulator. We baseerden onze scope-items op de voorstellen uit deze studie. Voor afname betekent dit een aanvulling op de bestaande Captar met een kWh ToU seizoen in combinatie met uur. Voor injectie betekent dit een mogelijke overgang naar een capaciteitstarief.

Belangrijkste assumpties en voorwaarden:

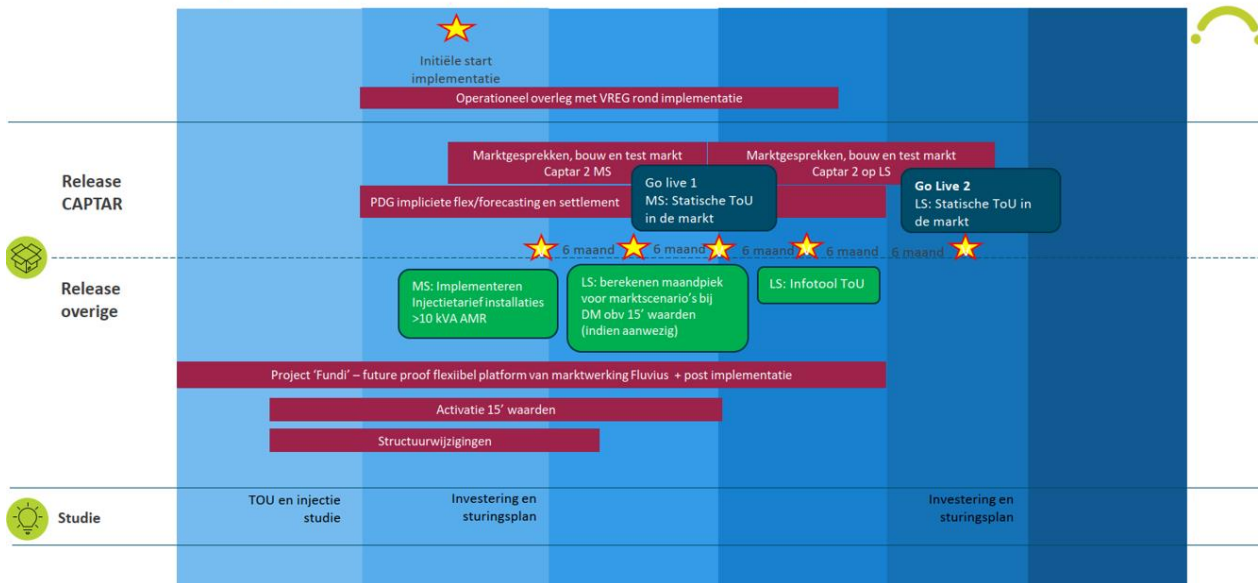
- kWh (of kW) gebaseerde ToU zones worden berekend in de backend systemen en niet in de meter. Dit biedt de nodige flexibiliteit om in de toekomst alle mogelijke vormen van ToU te kunnen berekenen/aan te bieden. Bovendien is ons voorstel een combinatie van seizoen en uur, wat niet zonder ontwikkeling ondersteund is in de meter. Een belangrijke consequentie is het gebruik van het webportaal als een verlengde van de meter(display).

Dat vereist ook extra ontwikkelingen op het huidige MijnFluvius-portaal. De nodige opschaling voor de uitlezing van de kwartierwaarden uit de digitale meters is al ingezet, en loopt tot minstens einde 2025 (cfr. Energiebesluit).

- We nemen de assumptie van een integratie in de marktprocessen van de nieuwe registers (nieuwe ToU blokken) op vlak van “billing” en een aanpassing van de allocatie-engine bij Atrias.
- We nemen de assumptie dat er een injectietarief kan komen dat kW gebaseerd is, zonder hierbij een uitspraak te doen over de inhoudelijke relevantie ervan.
- Een belangrijke interne voorwaarde van Fluvius voor een succesvolle implementatie van een ToU tarief voor de digitale meters, is het verleggen van de interacties met het CMS (Atrias) naar een cloud omgeving – zie project ‘Fundit’ op onderstaand schema. Dit project loopt al, en mag naar grootteorde niet onderschat worden, omdat zowel de interne backend als de interactie met Atrias zwaar geïmpacteerd is, en er een grote migratie-impact is. We moeten na go live minstens met zes maanden tot een jaar stabilisatietijd rekening houden.
- We maken bewust een onderscheid in timing voor GVM (MS) en KVM (LS), omdat we vanuit een implementatiestandpunt, de mogelijkheid zien om voor GVM sneller een injectietarief en ToU in te voeren. We spreken ons hierbij niet uit over de relevantie hiervan (de studieresultaten geven namelijk een grotere meerwaarde aan voor ToU op LS dan ToU op MS).
- Specifieke ontwikkelingen die extra complexiteit zouden veroorzaken zonder relevante maatschappelijke baat, werden voorlopig niet meegenomen in het implementatieplan. Een belangrijk voorbeeld in dit verband is de invoering van een opt-in tarief (of keuze van de klant voor een ToU). Dit zou bijkomende implementatie noodzaken en complexiteit toevoegen zonder een duidelijke toegevoegde waarde voor de netbeheerder.

Onderstaand technisch marktimplementatieplan geeft, vanuit een implementatiestandpunt, een fasering weer van opeenvolgende implementatieblokken, elk met hun relevante meerwaarde. Tussen elke implementatie/release houden we rekening met de nodige doorlooptijd van zes maanden tot een jaar.

Doorlooptijden, tussentijdse milestones/evaluatiemomenten



Figuur 80 Voorstelling van de doorlooptijd en vereenvoudigde roadmap voor introductie van ToU

Belangrijkste ontwikkelingen per stap (Release 'ster' in bovenstaande Figuur 80):

- Stap 1: AMR: implementeren Injectietarief kW voor installaties >10 kVA MS, Trans HS & TransLS
- Stap 2: berekenen maandpiek voor marktscenario's bij DM op basis van 15' waarden (indien aanwezig) inclusief aanpassing huidige schattingsregels
- Stap 3:
 - AMR: berekenen ToU slices op basis van 15' waarden (alle klantengroepen & **ToU activeren in de markt (gridfee afrekening) voor MS & TransHs (Go Live 1)**)
 - DM: berekenen ToU slices DM op basis van 15' waarden (geen activatie in de markt) + controlemechanisme
- Stap 4: DM: zichtbaar maken van de ToU voor de LS klanten op het MijnFluvius - klantenportaal
- Stap 5 (**Go Live 2**):
 - DM: **ToU activeren in de markt voor LS**
 - DM: implementeren Injectietarief kW voor installaties >10 kVA K LS
 - AMR: ToU activeren in de markt voor LS/TransLS klanten

Pas na een formele beslissing of intentieverklaring zal dit plan kunnen ingepast worden in een ruimere (Vlaamse en federale) roadmap en kan dit verder geconcretiseerd worden in functie van afhankelijkheden en overige scope items. Hiertoe is verder overleg met de regulator en andere marktspelers noodzakelijk.

5.4 Conclusie implementatie

Bij de implementatie van ToU nettarieven zijn er een aantal beperkingen die de implementatie kunnen bemoeilijken. In de toekomst zal het merendeel van de beperkingen echter sterk kunnen verminderen door verdere elektrificatie, automatisering en uitrol van digitale meters. De belangrijkste beperkingen, hun mogelijke oplossingen en hun evolutie in de toekomst zijn hier opgelijst:

1. Sociale dimensie

1.1. Beperking: Perceptie zal vlug ontstaan dat alleen sociaal begoede klanten voordeel hebben door hun potentieel voor consumptiewijziging, dat zich beperkt tot elektrische voertuigen en warmtepompen ('Pestbelasting').

Rationeel is dat echter niet zo.

1.2. Mogelijke oplossing: Verschillende tarieven voor doelgroepen, maar die zijn buiten scope van de oefening (zou discriminatie zijn). Voldoende tijd geven aan de markt voor technologische innovatie naar sturing.

1.3. Toekomst: Het investeringsplan hanteert een prognose van 1,5 miljoen elektrische voertuigen in 2030, wat overeenkomt met ongeveer 40% van het totale wagenpark, en voorspelt volledige elektrificatie tegen 2050. Het investeringsplan schat dat elektrisch residentieel verwarmen zal stijgen naar c.15% in 2030 en >20% in 2035

2. Change communicatie

2.1. Beperking: ToU tarieven zijn complex om aan de bevolking uit te leggen. Te snel wijzigen zou het precaire draagvlak onderuit kunnen halen. We kunnen vaststellen dat klanten de change naar Captar nog aan het verwerken zijn.

2.2. Mogelijke oplossing: Een opt in voor dit ToU systeem, maar we konden niet aantonen dat een specifieke groep (ook niet de geëlektrificeerde) verantwoordelijk is voor de pieken op het net. Het is werkelijk de collectieve impact van veel verbruik door iedereen. We vrezen cherry picking en een Mattheus effect, want het voordeel zit net bij de kleine klanten! Fluvius kan op lokaal niveau niet vertrouwen op effectieve piekreductie met opt in. De irrationele reactie op tariefwijzigingen maakt het moeilijk de inkomstengarantie te realiseren (op jaarbasis).

2.3. Toekomst: Aangezien automatisering aanzienlijk zal groeien, is het aanbrengen van een ToU tarief ten behoeve van de bevolking een stuk eenvoudiger. In de toekomst zullen mensen al meer zijn aangepast aan het capaciteitstarief.

3. Uitrol digitale meters

3.1. Beperking: Door de combinatie seizoen, uur blijkt het niet mogelijk om een vergelijkbaar tarief te introduceren bij de klassieke meter klanten.

3.2. Mogelijke oplossing: Het is belangrijk dat een ruime meerderheid van de klanten een digitale meter heeft of kort na introductie van dit tarief gaat krijgen. Er zou anders opnieuw een golf aan weigeringen kunnen ontstaan.

3.3. Toekomst: We voeren vandaag een versnelde uitrol van de digitale meters uit. Een voorwaarde voor een implementatie is dat zo veel mogelijk meters digitaal zijn.

4. Bezorgdheden markt en Implementatie

4.1. Beperking: Een goed gekozen ToU prijsprikkel is de dominante bron van piek-dal ratio op de eindfactuur en wordt dus verwacht ook de sourcing van de leverancier te beïnvloeden.

We correleren op dagbasis echter goed met de marktprijs, waardoor ToU zowel bij de leverancier als bij de netbeheerders verbruik zal verschuiven.

- 4.2. Mogelijke oplossing: We capteren van klant en stakeholder dat het tarief eenvoudig moet zijn. Het lijkt aantrekkelijk om daarop in te gaan, maar dan zal het risico ontstaan dat we beginnen afwijken van een kostenreflectief nettatarief en dat de uren niet blijven overeenkomen met de markt. De impact op sourcing kan eenvoudig gereduceerd worden door de toewijzing van kosten aan ToU te minderen. Let wel, net de reden waarom andere landen een ToU intraday introduceerden, was door de lage piek-dal ratio van de markt. Het is een doelstelling om pieken te reduceren. We moeten vermijden het Italiaanse traject te bewandelen, waar een ToU werd afgevoerd door de lage reactie van 1% ten gevolge van een lage piek-dal ratio. Een blijvende opvolging van het tijdschema blijft ten sterkste aangewezen. “Decide at the latest responsible moment” is aan de orde.
- 4.3. Totale waardeketen synergie: Gegeven de goede correlatie tussen marktprijzen en congestie zal dit voorgestelde ToU schema ook zeer positief zijn voor de systeembalans en klimaatdoelstellingen. Door individuele en lokale zelfconsumptie te stimuleren met een ToU dal in de middag, bevorderen we het gebruik van groene stroom. We konden vaststellen dat de afnamepiek valt op momenten dat het koud is en decentrale productie niet thuis geeft. Dat is net de periode dat adequacy (productiecapaciteit) uitdagingen heeft op het federale niveau.

We concluderen dat er beter enige tijd tussen introductie van het Captar 2023 prijssignaal en een Captar met ToU is. In die tussentijd kan Fluvius bijkomend onderzoek uitvoeren en de conclusies uit deze studie opnieuw evalueren en desnoods bijsturen. Ondertussen is het wel noodzakelijk uitgebreid te communiceren zodat klant, leverancier en de marktwerking zich kan voorbereiden.

**Op zoek naar een finale conclusie?
Zie onepager of management summary bovenaan!**

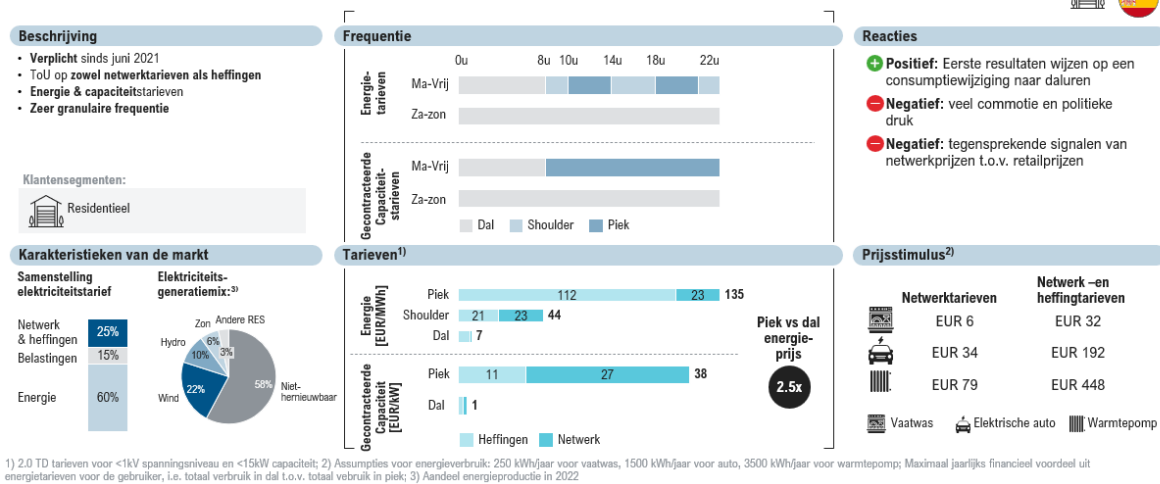
6 Bijlagen

6.1 Bijlage 1: benchmark tijdsvariërende tarieven in Europa

6.1.1 Case Spanje

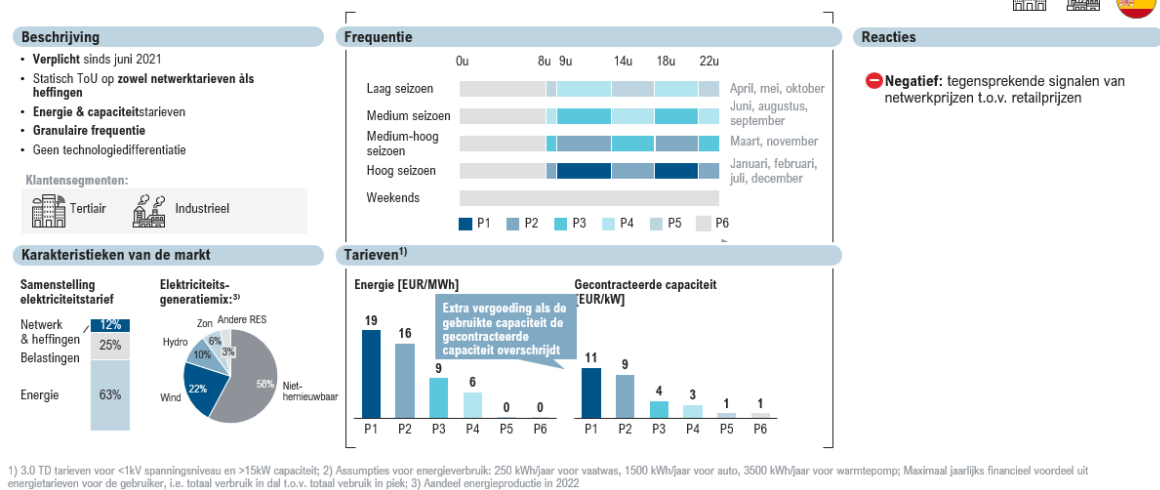
Spanje hanteert verplichte ToU-netwerktarieven en ToU-heffingen – uit eerste resultaten blijkt een merkbare verschuiving naar off-peak vanwege hoge prijsstimuli. Een verschillend model wordt gebruikt voor residentiële klanten en industriële klanten.

Spaanse ToU residentiële distributietarieven



Figuur 81: Spaanse ToU residentiële distributietarieven

Spaanse ToU distributietarieven voor bedrijven

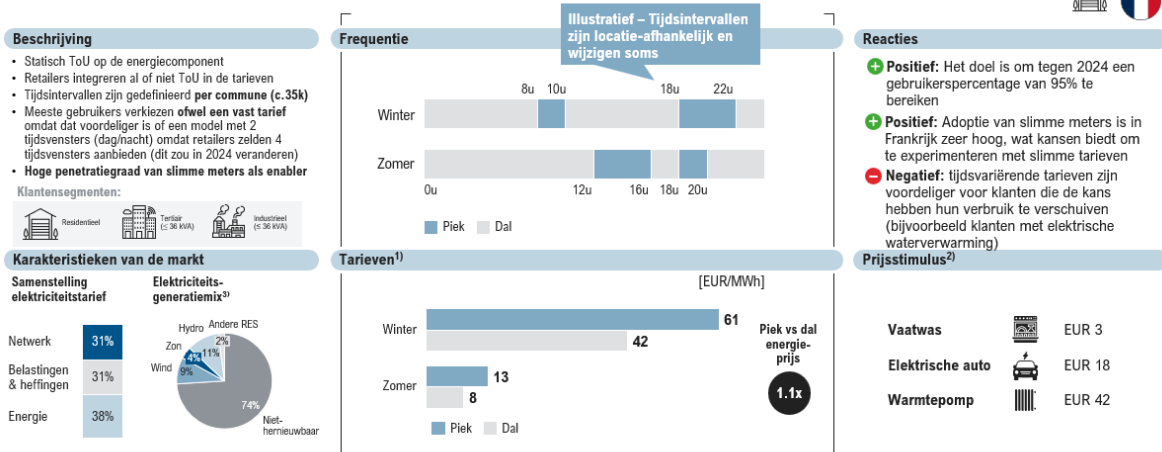


Figuur 82: Spaanse ToU distributietarieven voor bedrijven

6.1.2 Case Frankrijk

Frankrijk gebruikt locatie-afhankelijke ToU-modell met slechts beperkte prijsstimuli voor residentiële klanten en een meer complex model voor industriële klanten dat ook de gecontracteerde capaciteit op een tijdsvariërende manier in rekening brengt.

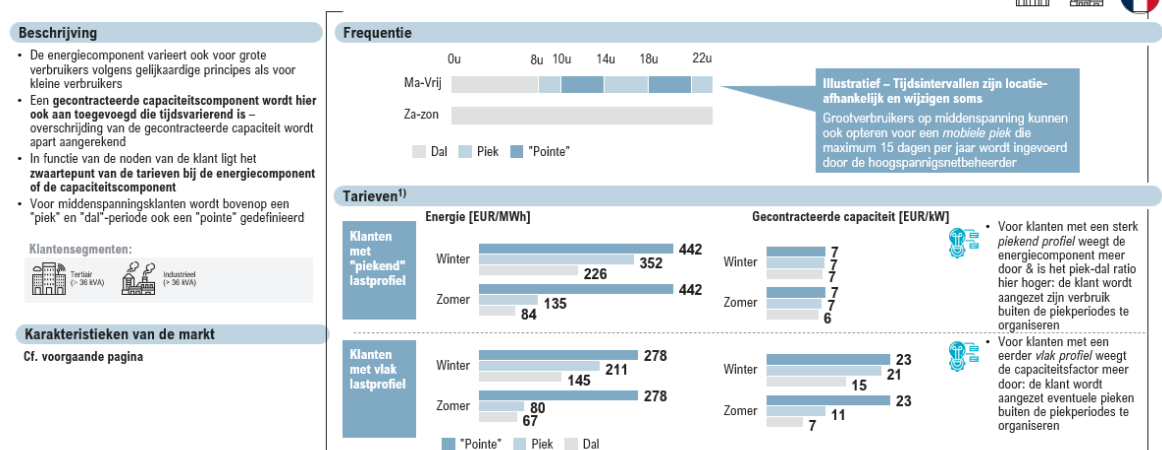
Franse ToU residentiële distributietarieven



1) 2021 gemiddelde elektriciteitsfactuur; 2) Assumpties voor energieverbruik: 250 kWh/jaar voor vaatwas, 1500 kWh/jaar voor auto, 3500 kWh/jaar voor warmtepomp; 3) Aandeel energieproductie in 2022

Figuur 83: Franse ToU residentiële distributietarieven

Franse ToU distributietarieven voor bedrijven



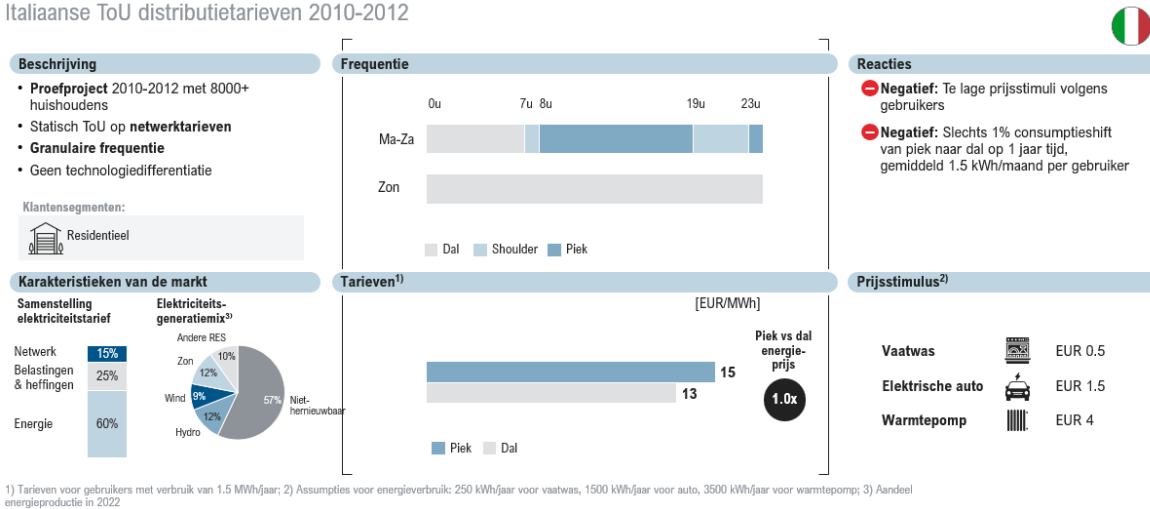
1) 2021 gemiddelde elektriciteitsfactuur; 2) Assumpties voor energieverbruik: 250 kWh/jaar voor vaatwas, 1500 kWh/jaar voor auto, 3500 kWh/jaar voor warmtepomp; 3) Aandeel energieproductie in 2022

Figuur 84: Franse ToU distributietarieven voor bedrijven

6.1.3 Case Italië

In Italië vond een proefproject plaats. Dit leidde slechts tot een beperkte consumptieshift vanwege ontoereikende prijsstimuli. Vandaag zijn er geen ToU-tarieven meer in Italië.

Italiaanse ToU distributietarieven 2010-2012

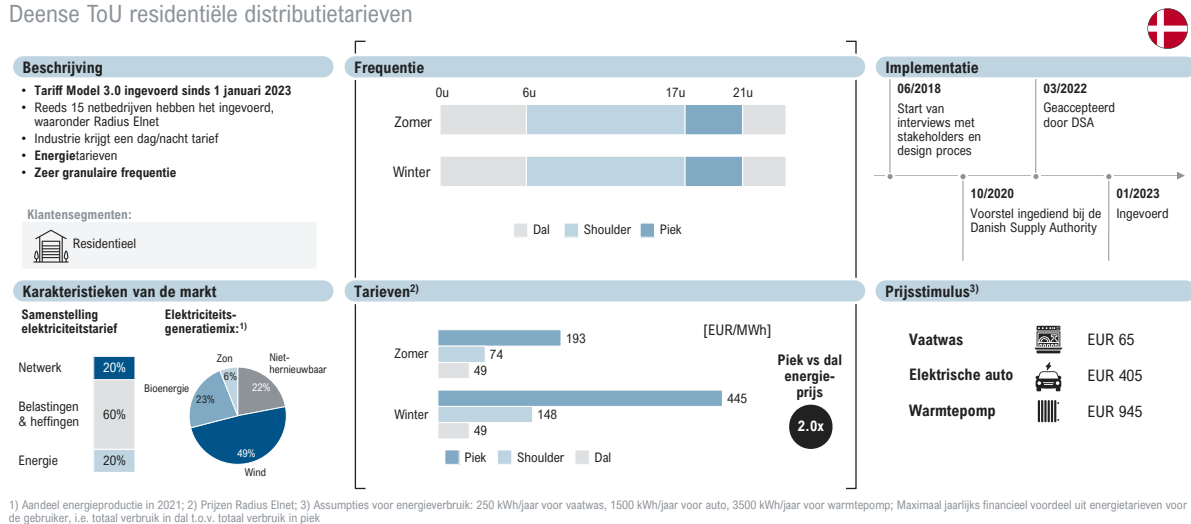


Figuur 85: Italiaanse ToU distributietarieven 2010-2012

6.1.4 Case Denemarken

Denemarken is sinds begin 2023 overgestapt naar een meer granulaire ToU voor residentiële gebruikers. Prijsstimuli zijn relatief hoog.

Deense ToU residentiële distributietarieven

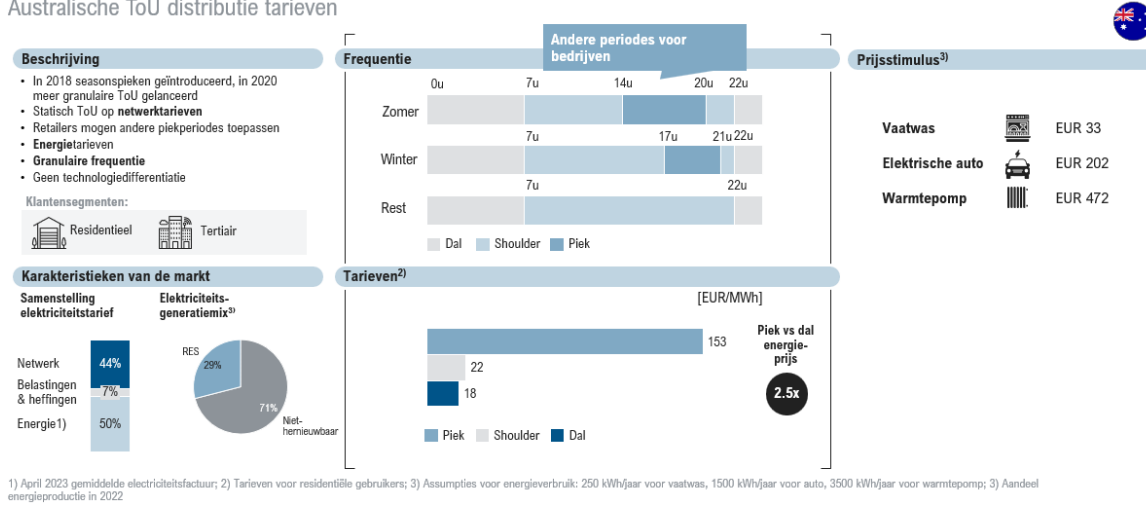


Figuur 86: Deense ToU distributietarieven

6.1.5 Case Australië

In Australië werden recent statische ToU netwerktarieven gelanceerd die verschillen per seizoen en per uur in de dag – prijsstimuli zijn relatief hoog.

Australische ToU distributie tarieven

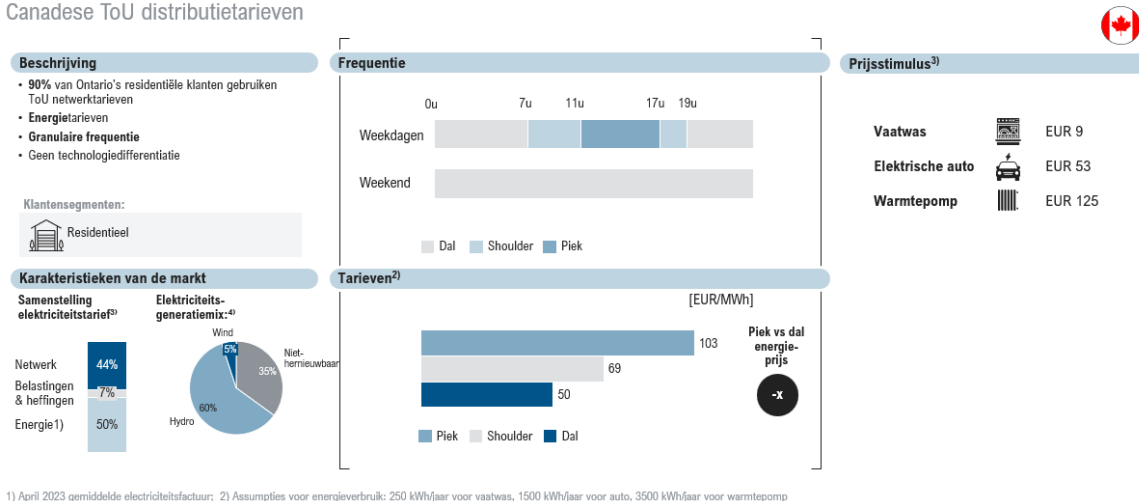


Figuur 87: Australische ToU distributietarieven

6.1.6 Case Canada (Ontario)

De meerderheid van residentiële klanten in Ontario gebruiken het ToU-systeem. Piekperiodes zijn relatief eenvoudig te begrijpen. Gezien de fundamentele verschillen in de werking van de elektriciteitsmarkt in Canada ten opzichte van het Europese model, zijn de lessons-learnt van dit model slechts beperkt toepasbaar op de Vlaamse case.

Canadese ToU distributietarieven



Figuur 88: Canadese ToU distributietarieven

6.2 Bijlage 2: Netfuncties

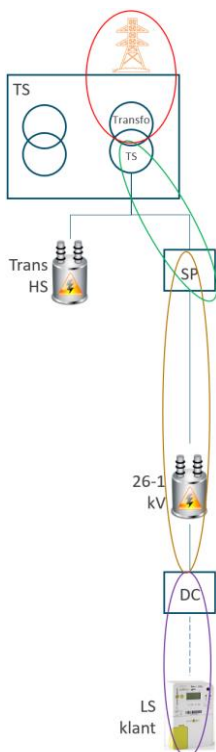
In deze bijlage ligt de nadruk op de werking van ons state of the grid model dat gebruik maakt van de financieel gewogen waarde van onze assets. We wensen te beoordelen hoe elke netfunctie bijdraagt aan de kosten die een individuele netgebruiker moet betalen.

6.2.1 Wat is een netfunctie?

Maken we een oplisting van de componenten op het netwerk dan spreken we over assets of netfuncties. Maken we de vergelijking met het wegennet dan zou bijvoorbeeld het viaduct van Vilvoorde een asset zijn. Het is namelijk hardware met een kost die moet gebouwd en onderhouden worden. De brug op zichzelf is echter niet bruikbaar voor mobiliteit als er geen op- en afrit aan gekoppeld zou zijn. De oprit, brug en afrit zijn een voorbeeld van drie assets, maar is slechts één netfunctie. Een netfunctie is dus

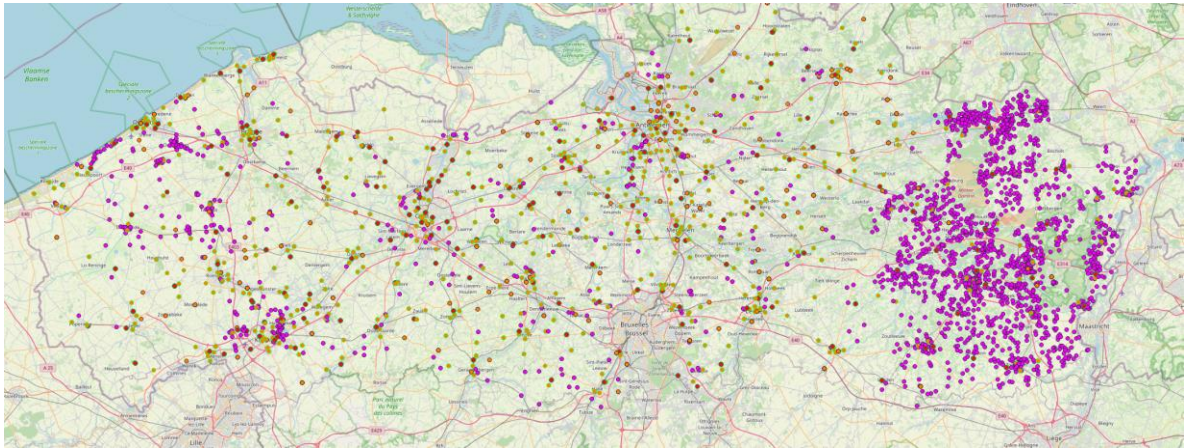
- Een ondeelbaar elektrische aaneenschakeling van netassets om een vermogen te distribueren naar een specifieke klant of klantengroep of een andere netfunctie
- Reële kostendriver voor bijbehorende piek
- Moet eenduidig bemeten zijn.
 - Voorbeeld 1) De asset is bijvoorbeeld een schakelpost. Het gebouw met al zijn voorzieningen. De netfunctie is de vertrekcel in de schakelpost, de kabel en de ontvangstcel bij de klant.
 - Voorbeeld 2) Een klant is aangesloten op een bundel. Dat zijn meerdere kabels met elk een vertrek- en ontvangstcel. De combinatie van al die assets resulteert in één netfunctie.
 - Een klant wenst te verzwaren. Fluvius zal bijgevolg onderzoeken of de netfuncties dit vermogen kunnen leveren.

We onderscheiden vier niveaus in de netfuncties



- **Koppelpunt HS = Het hoger liggende Elia netwerk** = Elia net + TS ontvangstcel
- **Verdeling MS = MS Feeders tussen Fluvius assets** = TS vertrek + MS net feeder + SP ontvangstcel
- **Distributie MS** = SP vertrekcel + MS klant feeder + MS Distributie lus
- **Verdeling LS** = Distributiecabine en de laagspanningskabel. Een verdere opdeling tussen LS-vertrekken is vandaag niet mogelijk door onvoldoende digitaal bemeten assets.

Plotten we de netfuncties geografisch uit dan krijgen we onderstaande kaart.



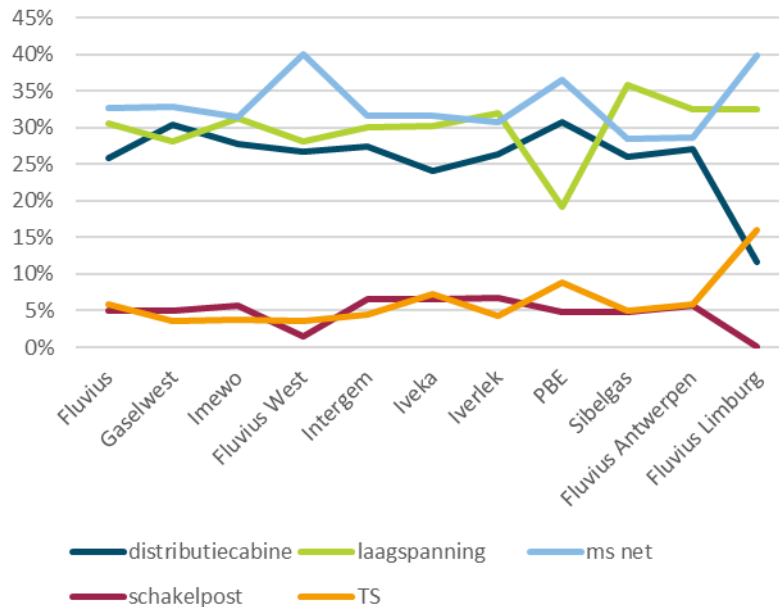
Figuur 89 Geografische locatie van de verschillende netfuncties die minstens kwartiergemeten zijn. Rood = TS, oranje met groene cirkel = MS asset en paars = distributiecabine.

Alle netfuncties, behalve de netfunctie laagspanning, zijn bemeten. Op vandaag zijn 5,7% van alle distributiecabines bemeten. Het aandeel dat bemeten is, is bovendien ook nog niet uniform verdeeld. Regio's behorende tot ex-Infrac regio bevatten meer bemeten distributiecabines dan elders in Vlaanderen. De gelijktijdigheid tussen cabines hangt rond de 75%. Het collectief gedrag van een laagspanningsklant in Hasselt is dus niet veel anders dan het gedrag van een dergelijke klant in Oostende. Dezelfde verdeling blijft als de distributiecabines opgedeeld worden naar DNB of geïnstalleerd vermogen.

6.2.2 Waarde van de netfunctie

Stap 1 boekhoudkundige afschrijvingswaarde

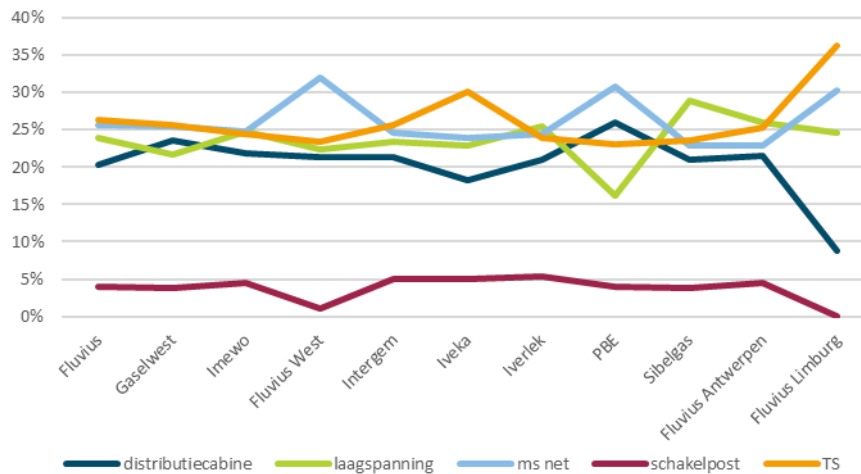
De tarieven netgebruik die klanten maandelijks via hun leverancier betalen aan Fluvius, bevatten de afgeschreven waarde van de netfunctie, niet de investeringswaarde. We kunnen die gegevens opzoeken in de boekhouding van elke DNB en rapporteren die in bijlage 7b van de tariefmethodologie.



Figuur 90 De jaarlijkse afschrijfkost (tariefvoorstel 2023) per DNB en een theoretische eenheids DNB Fluvius.

De nettarieven bevatten echter ook de kosten van de hoogspanningsbeheerder Elia. Die kosten worden ons aangerekend via de tariefmethodologie voor Elia. Net zoals het in de tarieven van Fluvius niet mogelijk is om de assetafschrijvingen af te zonderen van alle andere kosten, is dat ook niet mogelijk in de tarieven van Elia. We vroegen Elia om ons die gegevens te delen, maar hebben die niet ontvangen. Aangezien we enkel naar de afschrijfkosten van de assets willen kijken, moeten we dus via een assumptie die afschrijfkosten ook uit de aanrekening van Elia halen.

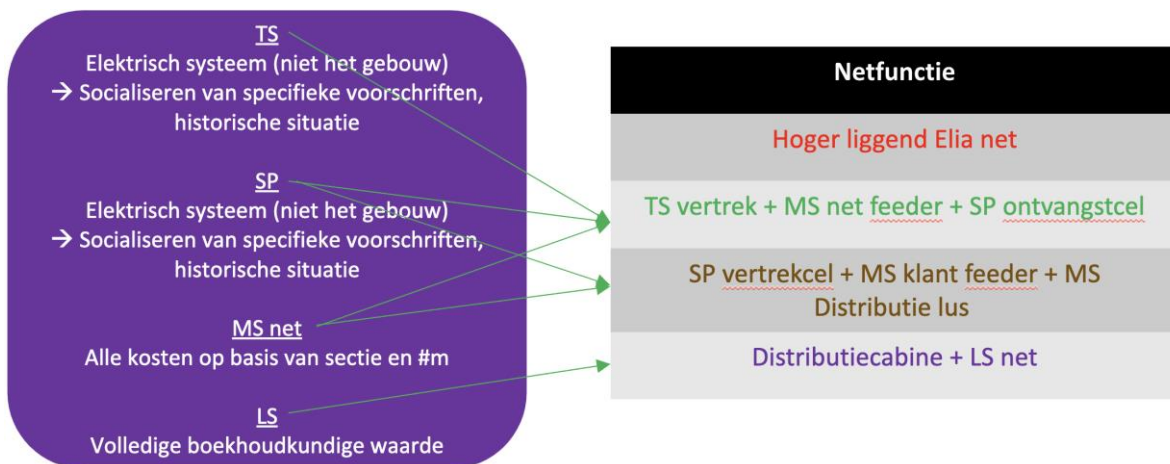
Voor Fluvius blijkt dat afschrijvingen van de asset ongeveer 10 tot 15% uitmaken van de totale kost netgebruik. In die berekening delen we de opgetelde afschrijfkosten van de asset, gedeeld door de totale kost netgebruik. In de kost netgebruik laten we reactief, transportkosten, ODV's en toeslagen erbuiten, omdat we die ook bij de kosten van Elia kunnen afzonderen. Voegen we die kosten toe aan bovenstaande Figuur 90, dan krijgen we een nieuwe verdeling, Figuur 91.



Figuur 91 Gewogen gemiddelde van de afschrijvingswaarde van de assetklassen. In vergelijking met Figuur 90 werden de kosten Elia toegevoegd aan assetklasse TS. Die schiet bijgevolg omhoog.

Stap 2: Individuele netfuncties

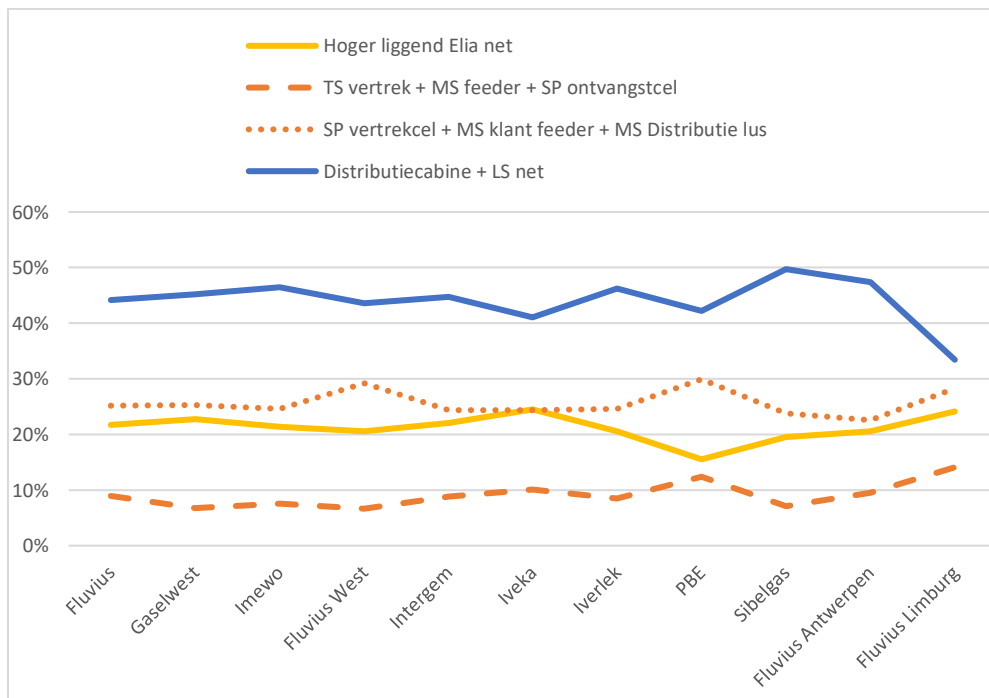
In de volgende stap zetten we assets om in netfuncties. We behouden de verdeling hierboven, bepaald voor de assetklassen. Voor de opdeling naar individuele asset of netfunctie gebruiken we de nieuwbouwwaarde van elke asset of netfunctie. Dit volgt de lijn van het socialiseringsprincipe in de nettarieven. Een klant zal namelijk niet meer of minder nettarieven betalen als zijn lokaal netwerk voor de deur oude of gloednieuwe assets zijn.



Figuur 92 schematisch overzicht om van assets naar netfuncties over te gaan. Een netfunctie is altijd een “plug & play” combinatie van verschillende assets. De eenheidsprijs (per stuk of per meter) toegekend per asset staat in onderstaande tabel.

| omschrijving | totaal |
|---------------------------------------------|----------|
| TS CAB parallel 1350HZ | 73.431 € |
| TS Beveiligingsapparatuur - IED | 6.376 € |
| TS Telebeheer digitaal | 17.040 € |
| TS Kabelveld modulair ≤ 17,5 kV incl VS | 50.195 € |
| SP Beveiligingsapparatuur - IED | 6.203 € |
| SP Telebeheer Digitaal | 17.040 € |
| SP Kabelveld modulair ≤ 17,5 kV incl. VS | 23.972 € |
| MS-net Ondergronds ≤ 17,5 kV > 240 en ≤ 400 | 102 € |
| MS-net ondergronds ≤ 17,5 kV > 150 en ≤ 240 | 89 € |
| MS-net ondergronds ≤ 17,5 > 95 en ≤ 150 | 81 € |
| DC Prefab gebouw | 19.040 € |

Maken we de berekening dan zien we een verdeling van de kosten die een klant betaalt op zijn factuur als volgt:



Figuur 93 Aandeel van de netfuncties in de totale kost Fluvius. In de doorrekening naar klantengroepen zal slechts een aandeel van de kosten meegenomen worden.

6.2.3 Rekenvoorbeeld en stemwaarde van de netfuncties

Nemen we een willekeurig netfunctie bijvoorbeeld een lus die start vanuit TS Halen van 23,11 km dan kost die in nieuwbouw 2,1M€

- MS kabel van sectie 240mm: 23,11 km * 89 €/m
- Vertrek

- TS vertrekcel met vermogenschakelaar = 50 195€
- Beveiliging cel = 6 375€
- In de TS staat een CAB opgesteld, kost 73.430€ maar die is te verdelen over de 22 vertrekcellen in die TS
- Ontvangst
 - Ontvangstcel in een schakelpost = 23.971€
 - Beveiliging van een schakelpost cel = 6.203€

De nieuwbouwwaarde van alle lussen in Fluvius Limburg bedraagt 429 349 165€ en voor Fluvius 2 714 106 832€. Binnen de groep van netfuncties zal het voorbeeld van Halen voor maar 0,495% meetellen in de DNB en voor 0,078% in Fluvius. (Deling waarde lus uit TS halen gedeeld door totale nieuwbouwwaarde lussen)

Om de finale stemwaarde finaal te bekomen moeten we nog vermenigvuldigen met de waarde die lussen hebben t.o.v. de totale assets uit Figuur 93. Dat is 25% voor Fluvius en 28% voor Fluvius Limburg.

6.3 Bijlage 3: Schatten van PV-productie per kwartier

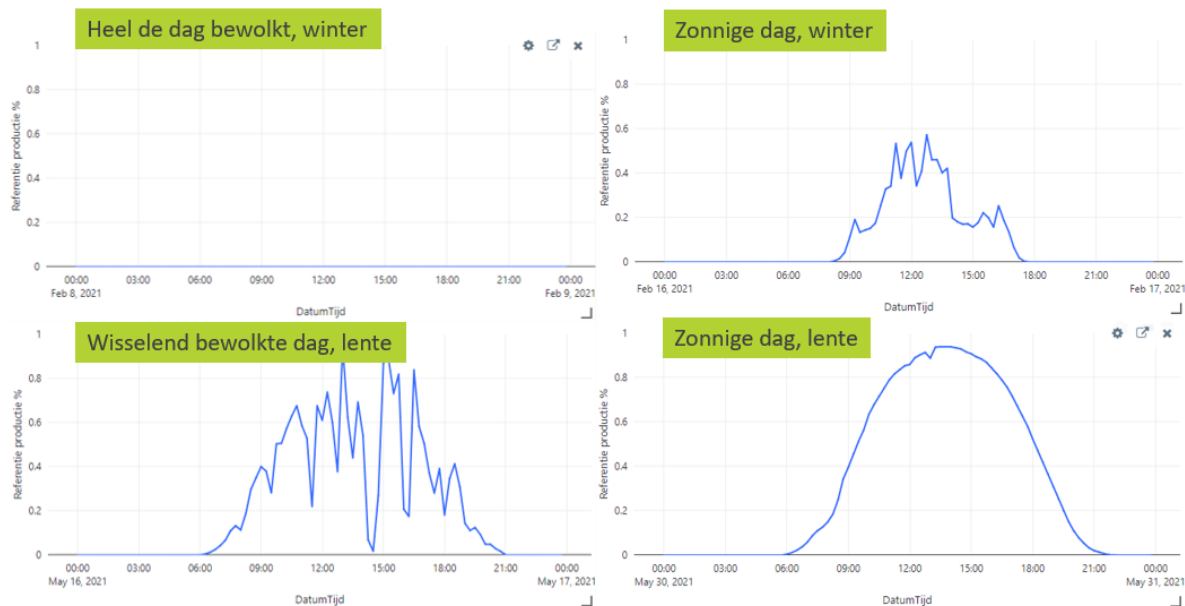
Het algoritme werd ontwikkeld om het gedrag van toegangspunt met toestellen achter de meter, die een grotere impact hebben op het distributienet, te kunnen analyseren. De focus ligt op warmtepompen en thuis opladende elektrische voertuigen. Als de geschatte productie met de gemeten afname en -injectie gecombineerd wordt, kan de consumptie geschat worden. Consumptie analyseren is namelijk veel eenvoudiger dan afname en injectie, zie 6.4.

6.3.1 Input data

Als input voor het algoritme worden de injectie kwartierwaarden uit de digitale meter gebruikt. Daarnaast worden zuivere productie kwartierwaarden van grote PV productie installaties (omvormer vermogen > 10kV) gebruikt.

6.3.2 PV-productieprofiel per gemeente

De productiedata van die grote installaties worden gebruikt om een productieprofiel op te stellen per gemeente. De productiedata van alle productiemetingen die de hele periode actief waren, worden opgeteld en genormaliseerd. Hierdoor wordt per gemeente impliciet de zonnestraling en bewolking in kaart gebracht.



Figuur 94: voorbeeld referentiedata één gemeente

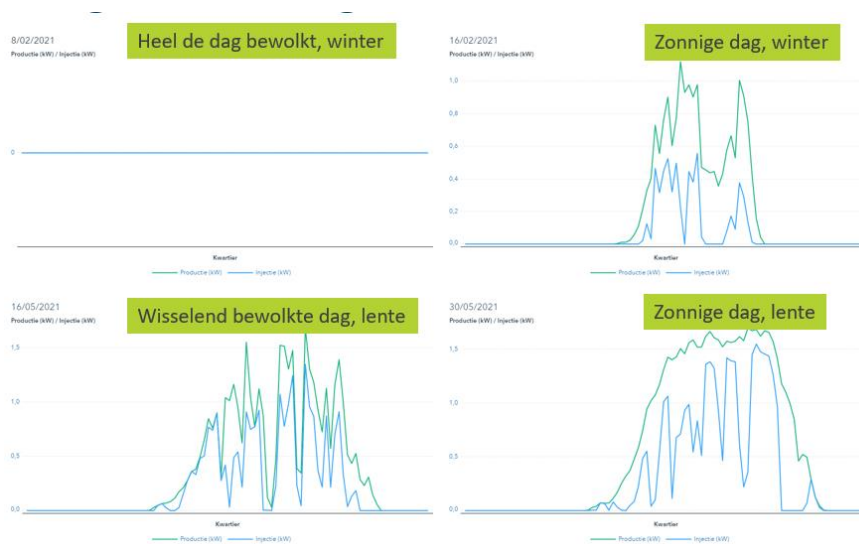
6.3.3 Lokaal model per aansluitpunt

Voor elk toegangspunt met een PV- installatie wordt per maand en per kwartier van de dag een statisch lokaal model berekend. Met andere woorden één model per toegangspunt en per maand. Van de injectie wordt per maand en per kwartier van de dag de hoogste waarde bepaald. Deze data worden vloeiend gemaakt door een rollend gemiddelde toe te passen met een kwartier er voor en een kwartier erna. Dit om onder andere dips in de injectie door toestellen die steeds rond hetzelfde uur verbruiken, weg te werken.

De referentiedataset per gemeente wordt op dezelfde manier geaggregeerd: de maximum productie per kwartier van elke maand. Op de referentiedata wordt geen rollend gemiddelde toegepast. De digitale meterdata van elk aansluitpunt wordt gekoppeld aan de referentiedata via de gemeente. Per digitale meter wordt er per maand en per kwartier de verhouding tussen de maximum injectie en de referentieproductie berekend. Dit noemen we de “verhouding referentieproductie”. Deze verhouding is het lokale model en bevat impliciet de oriëntatie en de hellingsgraad en eventueel ook de schaduw van vaste objecten (bv. schouwen, bomen).

6.3.4 Schatten van de PV-productie per aansluitpunt en per kwartier

De schatting van de lokale productie op een toegangspunt met digitale meter, op kwartierwaarden, gebeurt door de “verhouding referentieproductie” te vermenigvuldigen met de referentieproductie van de gemeente. Daarna wordt er nog een correctiefactor voor sluimerverbruik toegepast en wordt de productie, indien nodig, verhoogd zodat ze minstens even hoog is als de injectie.



Figuur 95: voorbeeld van de schatting van de PV-productie

6.3.5 Evaluatie van het model

Het model werd geëvalueerd op basis van een steekproef. Evaluatie op grote schaal was niet mogelijk, omdat Fluvius niet beschikt over productiedata van kleine PV-installaties ($\leq 10\text{kVA}$) op kwartierbasis.

Het model voorspelt goed, ongeacht de oriëntatie van de PV-installatie. Ook bij PV-installaties waar de PV-panelen op verschillende dakdelen en in verschillende richtingen liggen, zijn de schattingen accuraat.

Wanneer een toegangspunt altijd op hetzelfde tijdstip van de dag consumptie heeft, wordt de productie op dat tijdstip onderschat. Bij toegangspunten met een thuisbatterij wordt het gedrag van de thuisbatterij opgenomen in het productiemodel en gaat het eigenverbruik door de thuisbatterij verloren.

6.4 Bijlage 4: Detecteren residentieel opladend elektrisch voertuig

Doel van dit algoritme is te detecteren of er via een toegangspunt een elektrisch voertuig (EV) residentieel opgeladen werd.

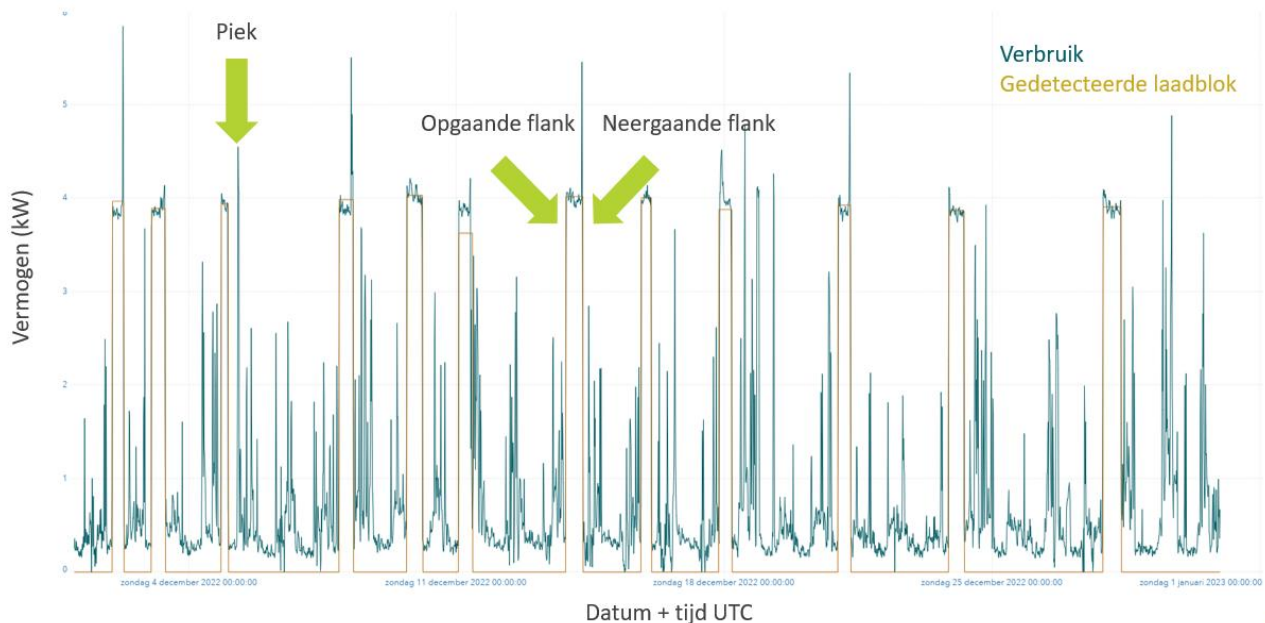
Als input voor het algoritme wordt per kwartier de gemeten afname en injectie uit de digitale meter gebruikt. Daarnaast wordt er ook gebruik gemaakt van een schatting van de productie op basis van injectie en een referentie-productie-profiel per gemeente, zie 6.3. Consumptie per kwartier wordt berekend door afname en productie op te tellen en injectie er van af te trekken. Er werden twee verschillende algoritmes ontwikkeld. Als beide algoritmes een residentieel opladend elektrisch voertuig detecteren, wordt ervan uitgegaan dat er een residentieel opladend elektrisch voertuig aanwezig is.

6.4.1 Methode 1: level shift detectie

6.4.1.1 Stap 1: Level shift detectie

In de consumptie-tijdreeks wordt er binnen een rollend venster de mediaan berekend. Als de mediaan fors hoger is dan de mediaan van het venster van het vorige kwartier, wordt een

opgaande flank gedetecteerd. Wanneer de mediaan fors lager is dan de mediaan van het venster van het vorige kwartier, wordt een neergaande flank gedetecteerd. De gedetecteerde laadblokken zijn het vermogen tussen de opgaande en de neergaande flank. Pieken worden niet als opgaande en neergaande flank gedetecteerd.



Figuur 96 voorbeeld levelshift detectie

6.4.1.2 Stap 2: Filteren op individuele laadbeurten

Volgende filters worden toegepast op de gedetecteerde laadblokken:

- Het gemiddelde vermogen tijdens een laadbeurt is tussen 2kW en 24kW. Voertuigen die opladen aan een vermogen lager dan 2kW worden bewust niet meegenomen, omdat hun impact op het distributienet beperkt is. Het maximale AC laadvermogen van elektrische voertuigen is zelden hoger dan 22kW. Bijkomend werd nog 2kW marge genomen. Zo komt de bovengrens op 24kW.
- De oplaadduur is tussen 1 uur en 24 uur. Laadbeurten, korter dan 1 uur worden niet meegenomen. Duurt de laadbeurt langer dan 24 uur, dan is waarschijnlijk de neergaande flank niet goed gedetecteerd.
- Het verbruik tijdens een oplaadbeurt is tussen 2 en 80 kWh. Volledig elektrische voertuigen hebben zelden batterijen van groter dan 80 kWh.
- Het minimum vermogen tijdens oplaadbeurt is 2 kW. Voertuigen die opladen aan een vermogen lager dan 2kW worden bewust niet meegenomen, omdat hun impact op het distributienet beperkt is.
- Het vermogen tijdens een laadblok mag maximum een dip van 25% vertonen. Tussen een opgaande en neergaande flank mag geen meetwaarde voorkomen die meer dan 25% lager is dan de waarde na de opgaande flank.

6.4.1.3 Stap 3: Filteren op laadbeurten van heel het jaar

Volgende filters worden toegepast op de op jaarbasis geaggregeerde gegevens van de laadblokken:

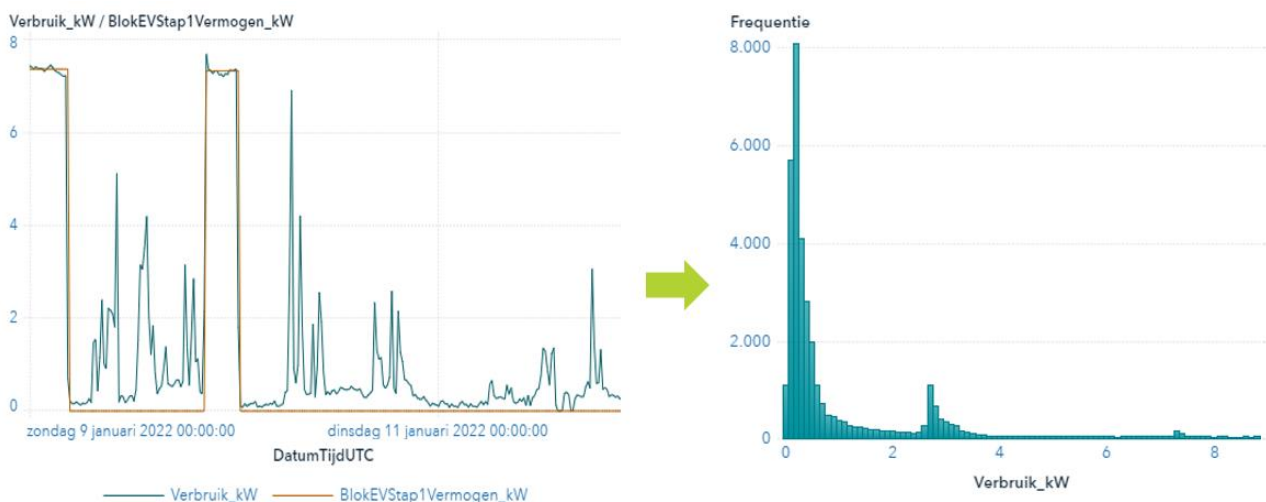
- Er mogen tussen 10 en 300 laadblokken in een jaar voorkomen. Voertuigen die minder dan 10 keer per jaar residentieel opladen, worden niet meegenomen. Meer dan één blok per dag wijst vaak op een ander toepassing. Deze worden niet meegenomen.
- Het eerste laadblok valt in de periode tussen januari en april. Dit om enkel voertuigen mee te nemen die het hele jaar door residentieel werden opgeladen.
- Er zijn in minstens acht maanden van het jaar laadblokken om dezelfde reden als hierboven.
- Tussen de 15% en 70% van de laadblokken vallen in de meteorologische winter, uitgebreid met de maand ervoor en erna (november tot en met maart). Indien er meer dan 70% van de laadblokken in de winter vallen, gaat het waarschijnlijk om een warmtepomp. Wanneer er minder dan 15% van de laadblokken in de winter vallen, gaat het waarschijnlijk om een airco of buitenzwembadverwarming.

6.4.1.4 Nadelen van deze methode

De neergaande flank wordt soms niet gedetecteerd. Hierdoor blijft de laadblok te lang “open staan”. Bij zeer grillig gedrag van de netgebruiker werkt de flankdetectie niet goed. Het algoritme maakt gebruik van de geschatte consumptie die berekend wordt op basis van een schatting van de productie. Deze werkt minder goed bij frequent en slim opladende elektrische voertuigen. Wanneer de laadpaal de PV-productie goed volgt, wordt de productie te laag ingeschat en wordt er een te lage consumptie geschat.

6.4.2 Methode 2: piekdetectie in histogram

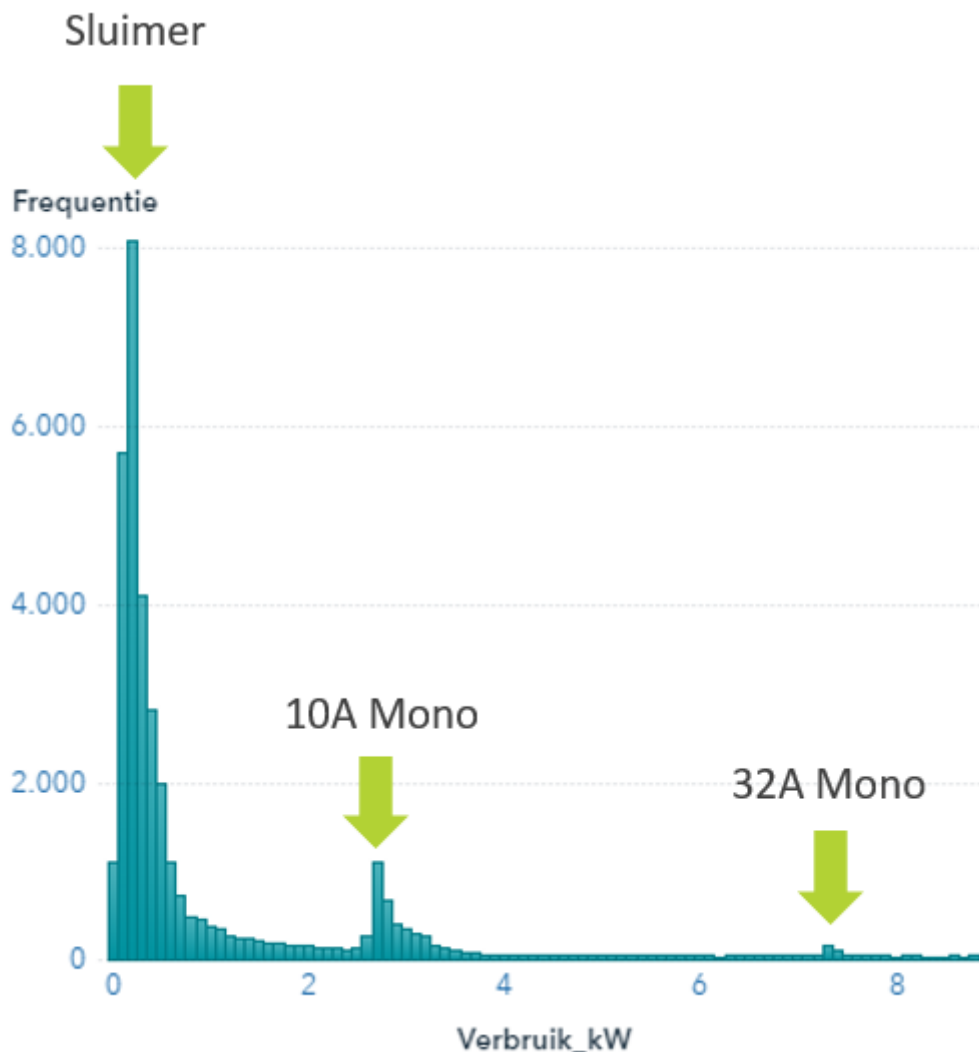
De tijdreeks van de consumptie per aansluitpunt wordt omgezet in een histogram.



Figuur 97 tijdsreeks omzetten in histogram

In dit histogram worden pieken gedetecteerd. Dit zijn de veel voorkomende vermogens. De eerste piek in het histogram is het sluimerverbruik. De volgende pieken zijn de veel gebruikte toestellen of combinaties van toestellen. Als we van deze pieken in het histogram het sluimerverbruik aftrekken, ontdekken we het vermogen van de veelgebruikte toestellen. Elektrische voertuigen worden vaak aan een constante laadstroom opgeladen. Als het ontdekte laadvermogen

overeenkomt met een mogelijk laadvermogen van een elektrisch voertuig, gaan we ervan uit dat het om een elektrisch voertuig gaat. Afhankelijk van het type aansluiting (mono 3,230V of 3N400V) zijn er bepaalde laadvermogens mogelijk. Op een monofasige aansluiting kan je niet driefasig laden. Driefasig laden gebeurt meestal op een 3N400V aansluiting. Het aanbod op de markt van driefasige laadstations op 3,230V is beperkt, maar het algoritme houdt er toch rekening mee. Onmogelijke combinaties worden uitgesloten.



Figuur 98 pieken detecteren in histogram

Nadeel van deze methode: Warmtepompen die hetzelfde vermogen afnemen als een auto, worden als auto gedetecteerd.

6.4.3 Evaluatie methodes

De resultaten van beide methodes werden visueel nagekeken door VITO. Conclusies:

- Als beide methodes een EV voorspellen, is het waarschijnlijk een EV.
- Er werden een aantal vals positieven gevonden wanneer enkel één van de methodes een EV detecteert.

- Er werd één vals negatieve gevonden. Dit was duidelijk een EV, maar het histogram algoritme detecteerde geen EV.
- Soms is het zelfs na een visuele analyse niet helemaal duidelijk of er een EV aanwezig is.