

Executive Summary
Vervolgonderzoek
naar tijdsafhankelijke
tarieven en
injectie

Executive summary

1 - TECHNISCHE STUDIE

De energietransitie brengt een alsnog groter wordend aandeel hernieuwbare energie met zich mee. Dat verhoogt de variabiliteit en de onvoorspelbaarheid van de energieproductie. Tegelijk neemt de elektrificatie toe, wat leidt tot een hogere netbelasting. Om de algemene of gemiddelde systeempiek¹ – en dus de netbelasting – onder controle te houden, zijn er twee hefboomen: investeren in het elektriciteitsnet en flexibiliteit activeren bij de netgebruikers. Het gaat niet om een keuze tussen de twee, maar om het vinden van een optimaal evenwicht.

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

In deze technische studie toetsen we een beoordelingskader² rond impliciete flexibiliteit af met als centrale vraag: kunnen tijdsafhankelijke nettarieven helpen om de (toekomstige) piekbelasting op het distributienet te verminderen? En zo ja: wat is de meest geschikte formule voor deze nettarieven?



Eind 2023 leverden we een eerste studierapport³ op over tijdsafhankelijke elektriciteitsdistributienettarieven voor afname. De conclusie? Het potentieel is er. In combinatie met de bestaande capaciteitstarieven kunnen zulke tarieven leiden tot een meer nauwkeurige bijdrage door de netgebruiker aan de systeempiek. In 2023 was er echter nog onvoldoende basis om tijdsafhankelijke nettarieven al in de reguleringsperiode 2025-2028 in te voeren – onder meer de impact van het capaciteitstarief was nog niet volledig bekend en voor de onderzochte jaren waren er onvoldoende kwartierwaarden beschikbaar. Een vervolgstudie was aangewezen om onder meer de specifieke modaliteiten van de nieuwe tijdsafhankelijke tariefstructuur (de afbakening

¹ Verzamelnaam voor de individuele jaarpieken van onze ±10 000 digitaal bemeten assets.

² [rapp-2025-11.pdf – tarieven worden afgetoetst aan principes zoals kostenreflectiviteit, niet-marktverstorend, eenvoudig, ...](#)

³ [Onderzoeksrapporten - innovatie en studies | Fluvius](#)

van de tijdsperiodes, de tariefverschillen tussen de tijdsperiodes, etc.) op een voldoende stabiele manier te kunnen vastleggen.

In de tussentijd werd het capaciteitstarief op **laagspanning** geëvalueerd door Fluvius en de Vlaamse Nutsregulator². Beide partijen kwamen tot dezelfde conclusie, namelijk dat het **capaciteitstarief** een **waarneembaar positief effect** heeft. Netgebruikers spreiden hun elektriciteitsafname bewuster en houden hun maandpieken beter in de hand. Het capaciteitstarief blijkt zo een doeltreffende maatregel die effectief bijdraagt tot rationeel netgebruik. Vooral klanten met hoge maandpieken, in het bijzonder netgebruikers met een elektrische wagen, passen hun afnamegedrag blijvend aan aan het capaciteitstarief. Netgebruikers die nu of in de toekomst een elektrische wagen of warmtepomp aanschaffen, kunnen al vanaf het begin rekening houden met het capaciteitstarief en zullen daardoor vaker kiezen voor een slimme aansturing.

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

Ook zien we dat klanten maximaal inzetten op het verbruik van de eigen geproduceerde stroom (uit zonnepanelen) en dat het dag-en-nachttarief⁴ – ondanks een sterke afzwakking de voorbije jaren – een blijvend effect heeft.

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

Bijsturen is mogelijk door onder meer:

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

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

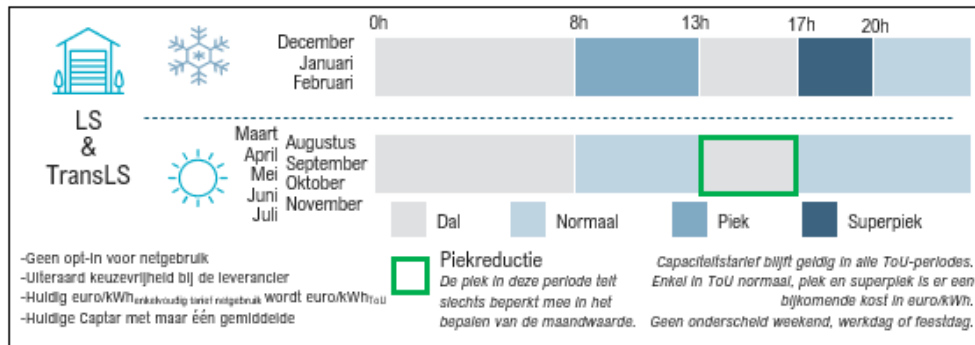
Deze technische studie, die gebaseerd is op recente historische data uit de jaren 2020-2024, bepaalt voor Vlaanderen het **ideale tijdsschema**⁵ om deze verschuiving van verbruik en dus reductie van de verwachte systeempiek maximaal te realiseren. Dit tijdsschema is volledig in lijn met de huidige netbelasting door afname en die van de nabije toekomst. Een actualisering in het jaar vóór de introductie is nodig.

Voor hoge netbelasting door injectie creëert het schema een nieuwe dalperiode in de namiddag. Ook zijn de gekozen tijdsblokken meer in lijn met de marktprijzen van de leveranciers. In de maanden december, januari en februari wordt een dag ingedeeld in vijf tijdsblokken met daltarieven, normale tarieven en (super)piektarieven. In de overige maanden volstaan twee blokken: daltarief en normaal tarief. Enkel in het namiddagdal (van 13.00 tot 17.00 uur) van maart tot en met november wordt piekreductie toegestaan. Dat

⁴ Het huidige tijdsafhankelijke tarief dat enkel nog door de energieleveranciers wordt gebruikt.

⁵ Bij eventuele invoering van ToU zullen we dit tijdsschema opnieuw moeten bepalen volgens de uitgewerkte methodiek. Dit kan een (beperkt) ander tijdsschema opleveren.

is het moment waarop injectie een hoge netbelasting creëert. De klant kan dan zijn afname (en individuele piek) verhogen zonder daar financiële gevolgen van te ondervinden.



Uit verschillende scenario's blijkt dat kWh de logische tariefdrager is. De collectieve verbruikspiek omvat namelijk een veel bredere tijdsspanne dan de individuele jaar-, maand- of dagpiek van de meeste klanten. Een tijdsafhankelijk tarief op basis van de kW-term zou de klant onvoldoende stimuleren om zijn gedrag te sturen richting minder netbelasting. Klanten kunnen er namelijk voor kiezen hun individuele piek te doen zakken, maar toch dat verbruik in de ToU⁶-piekperiode te behouden. Daardoor zal de systeempiek verhogen en de netbelasting toenemen. Enkel een tijdsafhankelijke kWh-term stimuleert de klant voldoende om elke kWh die niet voor comfort⁷ dient, te verschuiven naar de normale periodes of dalperiodes. Een conclusie die in lijn ligt met onze naburige landen.

Voor klanten zonder stuurbare assets⁸ blijft de **financiële impact** van de omzetting van het dag- en nachttarief naar het voorgestelde tijdsschema **minimaal**. Het effect van de introductie van piekreductie op de kW-eenheidsprijs zal zeer beperkt zijn. Klanten met hoge maandpieken én stuurbare toestellen (zoals EV of warmtepomp) kunnen daarentegen gericht besparen door hun verbruik anders te timen.

Het tijdsschema geldt bij voorkeur voor alle netgebruikers op laagspanning, dus zowel voor klanten met als zonder stuurbare assets. We verwijzen hiervoor ook naar het databeheersplan waarin de (data-)ondersteuning voor impliciete flexibiliteit (net en markt) wordt gezien als een basis-datastroom die alle klanten via de leveringsmarkt bereikt⁹. Om een zo groot mogelijke impact op de netbelasting te verwezenlijken en te garanderen, wordt er **geen keuzemogelijkheid om in of uit te stappen** (opt-in of opt-out) voorzien. Dat betekent dat alle klanten met een communicerende digitale meter voor hun tarieven netgebruik het nieuwe ToU-schema volgen. Bij de leverancier blijft keuzevrijheid.

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

⁶ Time-of-Use.

⁷ Een voorbeeld van comfortverbruik is elektrisch koken. Een voorbeeld van niet-comfortverbruik is het laden van een elektrische wagen.

⁸ Voorbeelden van stuurbare assets zijn thuisbatterijen, elektrische voertuigen en warmtepompen.

⁹ [Databeheersplan 2026-2035](#) – de leveringsmarkt biedt gereguleerde marktservices als basisbehoefte voor alle klanten.

Samengevat

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

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

2 - OVERLEG MET DE STAKEHOLDERS

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



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

Piekreductie¹⁰ daarentegen is volgens de meerderheid van de stakeholders een **logische keuze** om de synergie tussen de nettarieven en de marktsignalen te verbeteren. Velen ervaren het huidige capaciteitstarief namelijk als marktverstoring in bepaalde (dal)periodes. Hoewel de meningen nog verdeeld zijn over de exacte periodes waarin de piekreductie precies moet worden toegepast, is de meerderheid het ermee eens dat dit signaal enkel buiten de wintermaanden moet worden gegeven.

¹⁰ Het minder laten doorrekenen van de piek (kW) tijdens specifieke dalperiodes.

Met betrekking tot het **tijdsschema** leeft een duidelijke voorkeur voor één uurschema dat het hele jaar geldig is, met maximaal vier tariefperiodes. Toch is een meerderheid ook voorstander van een onderscheid tussen wintermaanden en niet-wintermaanden. Een meerderheid steunt ook een federaal uniform ToU-schema, wat voordelen voor de leveranciers zal opleveren. Met name het afstemmen van de uurschema's over verschillende regio's heen beschouwen de stakeholders als een positieve stap.

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

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

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

Samengevat

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

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

3 - IMPLEMENTATIEPLAN

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

Voor 'settlement'¹¹ evolueren we naar het gebruik van de reële kwartierwaarden op individuele basis in de allocatie. De leverancier-toegangshouder krijgt enkel toegang tot de geaggregeerde/geanonimiseerde

¹¹ Zie databeheersplan p. 59: "2026 - redesign settle - kwartierwaarden in de allocatie (CMS 2.0)" en fiche 3.

gegevens, tenzij de klant expliciet en geïnformeerd toestemming¹² geeft. Dankzij deze fijnmazige data kunnen tijdsblokken (net of markt) flexibel gekozen worden zonder impact op de allocatie.

Dezelfde stap wordt gezet in de opbouw naar het bepalen van informatieve/reële maand- en jaarvolumes per ToU-periode. Ook hier zullen we de onderliggende kwartierwaarden gebruiken om geaggregeerde verbruiksblokken te creëren¹³. Vandaag zijn deze blokken nog gelinkt aan de huidige timeframes¹⁴. Er wordt flexibiliteit voorzien om andere keuzes te introduceren. De consequentie bij keuze van andere tijdsblokken dan Hi/Lo is dat die niet meer in de meter zelf berekend worden of weerspiegeld zijn in gemeten registers (op een display). Ze zijn een berekening en zullen, gelet op de basis die ze vormen voor facturatie, op een andere manier inzichtelijk worden gemaakt voor de klant.

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

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

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

4 - CONCLUSIE EN VOLGENDE STAPPEN

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

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

¹² Bijvoorbeeld door de keuze voor een dynamisch (of statisch/dynamisch) prijscontract (SMR3) waarbij ook deze toestemming wordt gegeven.

¹³ Databeheersplan p. 58 – “2026 - basisopzet voor gebruik kwartierwaarden” en fiche 7.

¹⁴ De in de markt gebruikte ToU Hi-Lo (dag-en-nacht-/weekend-tarief) voor de aanrekening van het ‘commodity’-volume (energiecomponent).

Om de kW-prikkel van de netbeheerder en de kWh-prikkel van de leveranciers beter op elkaar af te stemmen, kunnen we de mogelijkheid voorzien om de maandpiek in de dalmomenten te reduceren. Zo genieten klanten maximaal van de goedkope marktprijzen ten gevolge van de energietransitie. Overleg met de stakeholders geeft aan dat een tijdsprikkel wenselijk is, gebaseerd op seizoenen, ochtend- en avondverbruik. Toch is er nog geen consensus over de exacte tijdsblokken. De oorzaak? Onzekerheid over de manier waarop leveranciers hun tariefformules verder zullen ontwikkelen, en hoe die zich verhouden tot het voorstel van de netbeheerder. Dat maakt het ook lastig om de potentiële impact op het klantengedrag en de systeempiek correct in te schatten.

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

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