Berenschot

Verkenning alternatief nettariefstelsel kleinverbruik

Een energiesysteem waarin consumenten nettariefprikkels krijgen om hun elektriciteitsverbruik aan te passen

72205
Vertrouwelijk
21 oktober 2024

Rutger Bianchi
Anna Meijering
Simon Baks
Jort Wolda

Inhoudsopgave

1. Conclusie en advies ... 3
1.1 Aanleiding ... 4
1.2 Conclusie en advies ... 4
1.3 Aanbevelingen voor vervolg ... 5

2. Waarom een alternatief nettarief? ... 6
2.1 Wat is het probleem van het huidige tariefstelsel? ... 7
2.2 Hoe ziet een alternatief nettarief eruit? ... 7
2.3 Wat levert een alternatief nettarief op? ... 8
2.4 Welke aandachtspunten zijn er? ... 9
2.5 Hoe is dit onderzoek uitgevoerd? ... 9

3. Impact op het elektriciteitsnet ... 11
3.1 Concrete ontwerpkeuzes noodzakelijk voor impactanalyse ... 12
3.2 Impactanalyse toont aan dat tijdgebonden kWh-tarief netbelasting reduceert ... 15

4. Impact op kleinverbruikers ... 19
4.1 Impact op huishoudens ... 20
4.2 Impact op de businesscase publieke laadpalen ... 32
4.3 Impact op niet-huishoudelijke kleinverbruikers ... 33

5. Implicaties voor uitvoerders, de toezichthouder en de politiek ... 38
5.1 Leveranciers zullen als mede-uitvoerder additionele kosten maken ... 39
5.2 Mogelijk impact op wet- en regelgeving ... 41
5.3 Een tariefstelselwijziging vraagt om investeringen van netbeheerders ... 41
5.4 Vervolgstappen ... 42

6. Tijdgebonden kWh-tarief geniet lichte voorkeur ten opzichte van alternatieven ... 44
6.1 Gekozen variant volgt uit een doorlopen proces met input vanuit stakeholders ... 45
6.2 Randvoorwaarden, uitgangspunten en criteria bieden een beoordelingskader voor tariefstelsels ... 46
6.3 Uit de literatuur en praktijkvoorbeelden volgen drie fundamentele sturingsprincipes ... 48
6.4 Tijdgebonden kWh-tarief geniet lichte voorkeur ten opzichte van alternatieven ... 49
6.5 Inzichten ten aanzien van een (tijdsgebonden) piekvermogentarief ... 50
6.6 Overwegingen in detailuitwerking ... 52

7. Alternatieve nettarieven in relatie tot de energietransitie ... 54
7.1 Alternatieve nettarieven als onderdeel van actieagenda netcongestie laagspanningsnetten ... 55
7.2 Alternatieve nettarieven ten behoeve van een robuust systeem ... 57

Begrippenlijst ... 59
Bijlage 1 ... 60
Bijlage 2 ... 62
Bijlage 3 ... 68
Bijlage 4 ... 70

HOOFDSTUK 1

Conclusie en advies

1.1 Aanleiding

Door toenemende elektrificatie en opwek in de gebouwde omgeving verwachten netbeheerders richting 2030 op het laagspanningsnet een grote toename in de netinvesteringen en -kosten, een grote ruimtelijke uitdaging voor het inpassen van nieuwe netinfrastructuur en uitdagingen omtrent netcongestie. Deze problematiek kan worden beperkt door belasting van het elektriciteitsnet meer te spreiden in de tijd. Aangezien het huidige tarief voor netwerkkosten een vast bedrag per jaar betreft, loont het niet om minder te verbruiken tijdens piekuren of meer tijdens daluren. Bovendien worden de netkosten gesocialiseerd over alle gebruikers ongeacht hun daadwerkelijke netbelasting. Een alternatief nettarief dat een prijsprikkel introduceert, kan inspelen op de flexibiliteit van vraag, waardoor er meer energie geleverd kan worden via hetzelfde elektriciteitsnet.

Onderzoeksvraag. Netbeheer Nederland heeft Berenschot gevraagd om een onderzoek uit te voeren waarbinnen in gezamenlijkheid met stakeholders de mogelijkheid van een alternatief nettariefstelsel wordt verkend. Hierbij is gekeken naar hoe een alternatief nettarief eruit zou kunnen zien en met welke kansen, kosten en risico's invoering gepaard gaat. In dit proces stond de volgende onderzoeksvraag centraal: *wat levert invoering van een alternatief nettarief op in termen van ruimte op het net en verbetering van kostenreflectiviteit?*

1.2 Conclusie en advies

Op basis van ons onderzoek naar een alternatief nettariefstelsel, waarbij het nettarief per aangeslotene wordt berekend op basis van tijd en volume, komen wij tot de volgende drie conclusies:

1. **Efficiënter netgebruik en lagere totale netkosten**
   Een alternatief nettariefstelsel verkleint de investeringsopgave en daarmee de totale netkosten, verhoogt de maakbaarheid van de energietransitieopgave voor netbeheerders en vermindert netcongestieproblematiek, waardoor op hetzelfde net meer kan worden aangesloten.

2. **Een kostenverdeling over gebruikers die beter aansluit bij het kostenveroorzakingsprincipe**
   Een alternatief tariefstelsel leidt tot een nieuwe kostenverdeling over gebruikers, waarbij de hoogste kosten terechtkomen bij degenen die het net het zwaarst belasten. Hierbij gaat een ruime meerderheid van de huishoudens minder betalen dan met het huidige tariefstelsel het geval zou zijn. Grote kleinverbruikers gaan meer betalen, maar hebben ook een groter handelingsperspectief om hun netkosten te reduceren. Belangrijk te vermelden is dat in vrijwel alle gevallen, ook met een alternatief tariefstelsel, de netkosten in 2030 hoger zijn dan momenteel het geval is. Alternatieve nettarieven dempen deze stijging slechts.

3. **Invoering vereist speciale aandacht voor verhoogde complexiteit energierekening, implementatie en flankerende maatregelen.**
   Beperken van complexiteit van de energierekening wordt al jaren gezien als een belangrijk aandachtspunt, ook met het huidige relatief eenvoudige tariefstelsel. Nettarieven die een prikkel bieden om gedrag te veranderen, leiden tot een verhoging van de complexiteit en verdienen daarom aandacht bij invoering. Ook vraagt de implementatie, gezien de impact op systemen, verandering van inkomsten en verwachte toename in klantcontact het nodige van leveranciers, netbeheerders en overheid. Daarnaast is bij het voorgestelde tariefmodel ook flankerend beleid vanuit het Rijk nodig om ongewenste effecten, die kunnen optreden voor specifieke situaties, te compenseren.

Op basis van de bovenstaande conclusies adviseren wij verdere stappen te zetten voor de invoering van een alternatief nettariefstelsel. Hierbij geniet een tijdgebonden kWh-tarief de voorkeur, omdat het vanwege het tijdsgebonden aspect effectief inspeelt op netefficiëntie en bovendien adaptiever en daarmee toekomstbestendiger is dan alternatieven. Een belangrijk aandachtspunt is dat een alternatief nettarief uitgaat van een prikkel waarop vrijwillig gereageerd kan worden en dus geen garantie biedt op het voorkomen van overbelasting (door vraag dan wel opwek). Daarom blijven naar de toekomst toe, gezien de sterk toenemende elektrificatie en opwek bij huishoudens, aanvullende technische (nood)maatregelen, zoals aftoppen, spanningsregeling of een technisch vangnet noodzakelijk.

1.3 Aanbevelingen voor vervolg

Om een nieuw nettariefstelsel te kunnen invoeren, moeten regionale netbeheerders gezamenlijk een voorstel voorleggen aan de ACM. Hierover moeten nog keuzes worden gemaakt ten aanzien van detailuitwerking van het tariefstelsel (Hoofdstuk 5 en Hoofdstuk 6). Daarom adviseren wij enkele aspecten voor de uitwerking van een alternatief nettarief verder te onderzoeken:

1. **Verken impact op wet- en regelgeving**
   Wijziging van het tariefstelsel kan impact hebben op de huidige wet- en regelgeving, zoals die ten aanzien van het uitlezen van slimme meters en het delen van verbruiksdata. We adviseren te verkennen of aanpassingen nodig zijn.

2. **Onderzoek impact op en borging van inkomstenzekerheid van netbeheerders**
   Inkomstenzekerheid voor netbeheerders verandert sterk bij invoering van een alternatief nettarief. De impact hiervan en borging van inkomstenzekerheid kan middels scenario's verder worden uitgewerkt.

3. **Prioriteer datacollectie niet-huishoudelijke verbruikers**
   Dit onderzoek heeft slechts gedeeltelijk inzicht kunnen bieden in de gevolgen van een alternatief nettarief voor niet-huishoudelijke gebruikers, vanwege beperkte beschikking over data. Het prioriteren van datacollectie op kleinverbruikersniveau om hier beter invulling aan te kunnen geven is daarom aan te bevelen.

4. **Verdiep op mogelijke ongewenste effecten voor specifieke groepen**
   Invoering van een alternatief nettarief kan voor minderheidsgroepen ongewenste effecten met zich meebrengen. Door dit van tevoren in beeld te brengen en flankerend beleid te ontwikkelen kan dit risico gemitigeerd worden.

Om een maximaal effect te realiseren bij invoering adviseren we bovendien om consumenten voor te bereiden op een aanstaande tariefswijziging. Daarbij raden wij aan een communicatiestrategie te ontwikkelen, te onderzoeken hoe de energierekening van consumenten zo eenvoudig mogelijk kan blijven en randvoorwaarden te faciliteren om consumenten handelingsperspectief te bieden.

Leeswijzer In Hoofdstuk 2 wordt in hoofdlijnen de problematiek van het huidige tariefstelsel toegelicht en worden de belangrijkste inzichten uit het onderzoek gepresenteerd. De impact die een alternatief tariefstelsel heeft op het elektriciteitsnet, kleinverbruikers en uitvoerders/de politiek worden in Hoofdstuk 3, Hoofdstuk 4 en Hoofdstuk 5 uitgewerkt. In Hoofdstuk 6 lichten we toe waarom specifiek deze tariefvariant is uitgewerkt. Hoofdstuk 7 sluit af met een reflectie op de samenhang van een alternatief tariefstelsel met andere ontwikkelingen in het licht van de energietransitie.

HOOFDSTUK 2

Waarom een alternatief nettarief?

Door toenemende elektrificatie en opwek in de gebouwde omgeving voorzien netbeheerders op korte termijn uitdagingen omtrent netcongestie op het laagspanningsnet. Deze problematiek kan worden beperkt door pieken op het elektriciteitsnet te verminderen. Aangezien het huidige tarief voor netwerkkosten een vast bedrag per jaar betreft, loont het niet om minder te verbruiken tijdens piekuren. Een alternatief nettarief dat een prijsprikkel introduceert, kan inspelen op de flexibiliteit van vraag en zo mogelijk pieken reduceren.

2.1 Wat is het probleem van het huidige tariefstelsel?

Inefficiënt netgebruik leidt tot congestie en hoge netwerkkosten

Dankzij de energietransitie wordt er bij kleinverbruikers, zoals huishoudens en bedrijven (klein zakelijk), steeds meer gebruik gemaakt van het elektriciteitsnet door bijvoorbeeld elektrisch vervoer, (hybride) warmtepompen en zonnepanelen. Deze toename in elektriciteitsvraag is niet gelijk over de dag verspreid, maar concentreert zich typisch in de vroege ochtend en avond, daar waar opwek met name gedurende de middag plaatsvindt. Omdat nieuwe apparatuur met een hoger verbruik in korte tijd steeds grotere toepassing vindt, worden de pieken in elektriciteitsvraag vele malen hoger dan ze in het verleden waren. Omdat het elektriciteitsnet zo moet zijn ontworpen dat het ook op de drukste momenten niet overbelast raakt, vraagt deze elektrificatie en opwek aanzienlijke netverzwaringen, terwijl het net grote delen van de tijd nog ruimte heeft.

Vanwege de enorme opgave waar netbeheerders voor staan wordt op korte termijn netcongestieproblematiek verwacht op het laagspanningsnet. Dit betekent dat er onvoldoende ruimte is op het elektriciteitsnet om nieuwe woningen of laadpalen aan te sluiten. Het elektriciteitsnet moet dus enorm worden uitgebreid, wat tot sterke stijging van de netkosten zal leiden[1)] en extra ruimtebeslag ten behoeve van elektriciteitsinfrastructuur met zich meebrengt. Bovendien is er op dit moment bij netbeheerders een maakbaarheidsgat, waardoor met name door schaarste in personeel en ruimte, het net niet snel genoeg uitgebreid kan worden. Efficiënter netgebruik kan deze problematiek beperken, maar het huidige nettariefstelsel biedt daar geen enkele prikkel toe aangezien iedereen een vast bedrag per jaar betaalt voor zijn aansluiting. Omdat het nettarief richting 2030 relatief een steeds grotere component van de totale elektriciteitsrekening zal bestrijken, wordt de prikkel die er vanuit kan gaan ook steeds sterker.

Huidige stelsel voldoet steeds minder aan kostenveroorzakersprincipe

Het huidige tariefstelsel zorgt in het licht van de energietransitie tevens in toenemende mate voor een verdeling van kosten die niet overeenkomt met het daadwerkelijke gebruik van het net. Voorheen waren de verschillen in netbelasting tussen consumenten relatief klein. Door de intrede van elektrisch vervoer, zonnepanelen en warmtepompen nemen de verschillen tussen huishoudens in netbelasting snel toe. Daarnaast betalen huishoudens op warmtenetten, zowel voor verduurzaming van hun warmtevoorziening via het warmtenet als voor de uitbreiding van elektriciteitsnetten voor warmtepompen van andere gebruikers. Dit leidt tot een kostenverdeling die afwijkt van het gebruik van het net, waarbij sommige huishoudens disproportioneel bijdragen aan infrastructurele kosten. Herziening van het tariefstelsel kan bijdragen aan een rechtvaardigere verdeling van kosten over gebruikers.

2.2 Hoe ziet een alternatief nettarief eruit?

Er zijn wat betreft nettarieven vele varianten mogelijk. Om een impactanalyse te kunnen doen is het nodig om concrete ontwerpkeuzes te maken. Daarom is in een proces met stakeholders (zie paragraaf 2.5) toegewerkt naar de selectie van een specifieke variant. Dit tijdgebonden kWh-tarief belast het elektriciteitsverbruik van aangeslotenen met een tarief (€/kWh) dat varieert gedurende de dag: op momenten van hoge netbelasting is het

1) Netbeheer Nederland, de financiële impact van de energietransitie voor netbeheerders, geactualiseerde prognose 2023.

tarief hoger dan op momenten van lage netbelasting. Hierbij zal een verschillend zomer- en winterschema worden toegepast. Door een tarief dat varieert in de tijd ontstaat een prikkel om verbruik te verplaatsen naar momenten van lage netbelasting. Om voldoende effectief te zijn, wordt de hoogte van de prijsprikkel zo gekozen dat deze opweegt tegen de gemiddelde variaties die op een dag in de day-aheadprijzen voorkomen. Dit nettarief zou alleen gaan gelden voor kleinverbruikers (alle aansluitingen tot 3x80 ampère) en geldt bovendien alleen voor afname en dus niet voor invoeding (van zonnestroom). In paragraaf 3.1 wordt dit tijdgebonden kWh-tarief verder toegelicht en in Hoofdstuk 6 wordt beschreven waarom deze variant de voorkeur geniet.

2.3 Wat levert een alternatief nettarief op?

Efficiënter netgebruik levert extra ruimte op laagspanningsnetten en drukt op lange termijn de benodigde netinvesteringen

Het onderzochte alternatief levert een aanzienlijke reductie van de afnamepiek. Op basis van een door Berenschot ontwikkeld algemeen model van vraagverschuiving, hebben de netbeheerders voor verschillende laagspanningsnetten doorgerekend dat een alternatief nettarief de piekbelasting per trafo voor levering met 3% tot 12% reduceert afhankelijk van het type wijk[2]. Hierdoor ontstaat op korte termijn extra ruimte op het net die nodig zal zijn voor bijvoorbeeld nieuwbouwwoningen en laadpunten. Zo schatten netbeheerders, op basis van een door Berenschot aangeleverd model van vraagverschuiving, dat er in Nederland richting 2030 zo'n 700.000 woningen of 500.000 laadpunten extra gerealiseerd zouden kunnen worden[3]. Op de langere termijn betekent efficiënter netgebruik een reductie van de benodigde netinvesteringen. Dit remt de stijging van netkosten, maar biedt bijvoorbeeld ook verlichting van de ruimtelijke opgave omdat er in een gemiddelde buurt maar drie in plaats van vier nieuwe transformatorhuisjes nodig zijn. In Hoofdstuk 3 worden de effecten op het elektriciteitsnet verder uitgewerkt en toegelicht.

Kostenverdeling die aansluit bij gebruik van het net

Een alternatief nettarief verbetert de kostenreflectiviteit. Huishoudens met een relatief laag verbruik gaan bij een alternatief nettarief minder betalen dan het geval zou zijn bij voortzetting van het huidige nettarief. In 2030 gaat dat naar schatting om ongeveer tweederde van het aantal huishoudens. Grote kleinverbruikers en huishoudens met sterke elektrificatie gaan juist meer betalen. Zij hebben echter ook een groter handelingsperspectief om hun kosten te beperken: wanneer zij acteren op de tariefprikkel door bijvoorbeeld slimme sturing van apparatuur en inzet van HEMS systemen (home energy management systems), kunnen zij hun netkosten aanzienlijk terugbrengen soms zelfs tot onder het oorspronkelijke nettarief. In hoeverre groepen huishoudens erop vooruit en achteruit gaan, is afhankelijk van de snelheid van elektrificatie in de gebouwde omgeving en van de mate waarin er op de tariefprikkel gereageerd wordt. Door de hoogte van de tariefprikkel aan te passen kan hierin gestuurd worden.

Hoge pieken veroorzaakt door thuisbatterijen kunnen mogelijk grotendeels worden voorkomen door een alternatief nettarief

Mogelijk zal het aandeel thuisbatterijen in de komende jaren sterk groeien. Ook het aandeel elektrische voertuigen met de mogelijkheid de accu als batterij in te zetten (vehicle-to-grid) zal toenemen. Er zijn vooralsnog geen tot weinig regels over de inzet van batterijen en zodoende sturen momenteel veel batterijen op de onbalansmarkten. Richting 2030 zal dit naar verwachting steeds meer verschuiven naar de day-aheadmarkten vanwege verzadiging van de onbalansmarkt. Uit de analyse blijkt dat toename van batterijen acterend op de day-aheadmarkt leidt tot een toename in de jaarlijkse vraag- en afnamepieken.[4] Een analyse op geaggregeerd landelijk niveau toont ook aan dat prijsprikkels vanuit een tijdgebonden kWh-tarief deze toename kunnen dempen. Wanneer day-aheadprijzen volatieler worden of wanneer batterijen gaan acteren op andere markten die grotere prijsfluctuaties kennen,

2) Het effect van de afnametarieven op de opwekpiek lijkt op de laagspanningsnetten beperkter met zo'n 2%.
3) Alliander heeft voor een aantal typische uiteenlopende wijken voor 2030 doorgerekend wat het effect is van een tijdsafhankelijk tarief op de piekreductie, vervolgens is het vermogen dat vrijkomt als gevolg van tijdsafhankelijke tarieven voor de verschillende wijken gemiddeld toegekend aan equivalente laadpunten of huizen voor een net. Hiervoor is per laadpunt 2,87 kW aan gehouden en voor een gemiddelde woning 2,1 kW. Deze vermogens houden rekening met een beperkte gelijktijdigheid van laadpunten en huizen. Deze aantallen zijn vervolgens vertaald naar de verzorgingsgebieden van ook de andere netbeheerders op basis van een schatting.

4) Hierin wordt al wordt veronderstelt dat deze batterijen op day-ahead markten sturen, in plaats van de onbalansmarkt (wat nog nadeligere effecten heeft voor het net). Zie paragraaf 3.2 en Figuur 3 voor verdere toelichting op de analyse.

neemt het dempende effect van een alternatief nettarief af. Een tijdgebonden kWh-tarief biedt dus mogelijk een stimulans om hoge terugleveringspieken door batterijen te voorkomen. Het is echter geen garantie op het voorkomen van overbelasting als gevolg van sterk fluctuerende marktprijzen.

2.4 Welke aandachtspunten zijn er?

Geen garantie op het voorkomen van overbelasting; (technische) achtervang blijft belangrijk

Alternatieve nettarieven bieden prijsprikkels, waarop op vrijwillige basis verbruik gereduceerd of verplaatst kan worden naar andere momenten. Ook kunnen andere marktprikkels (zoals van dynamische leveringstarieven) de prijsprikkel overstijgen, waardoor het effect wordt gedempt. Alternatieve nettarieven bieden daarmee geen garantie op het voorkomen van overbelasting. Ook heeft een alternatief nettarief nauwelijks invloed op hoge leveringspieken als gevolg van zonnepanelen. Dat komt door gebrek aan flexibele vragen tijdens de zonnige uren. Dit kan in de toekomst veranderen, bijvoorbeeld door de toename van airco's en opslag. Het is daarom belangrijk om ook naar andere typen (technische) maatregelen te kijken, zoals het aftoppen van zonnepanelen en slimme sturing op vermogen (bijvoorbeeld netbewust laden). Dit soort maatregelen, in combinatie met een tijdsafhankelijk nettarief, kunnen het aantal benodigde netverzwaringen verder verminderen.

Communicatie cruciaal om begrip voor complexere nota te bewerkstelligen

Begrijpelijkheid van de energierekening voor consumenten is ook met het huidige stelsel een aandachtspunt. Met invoering van een nettarief variërend in de tijd neemt de complexiteit van de elektriciteitsrekening toe. Voor de effectiviteit van het alternatieve tariefstelsel en om consumenten grip te geven op hun energierekening, is het dus van groot belang voldoende aandacht te geven aan communicatie en informatievoorziening. Ook automatisering en de ontwikkeling van toegankelijke apps helpt voor het begrip van de consument. In het buitenland worden tijdsafhankelijke nettarieven al regelmatig toegepast. Uit deze voorbeelden kan lering worden getrokken. Paragraaf 4.1.3 geeft hier een uitgebreidere toelichting op.

Elektrificatie wordt iets duurder, maar de energietransitie wordt nauwelijks geremd

Door verbruik te tariferen gaan grote kleinverbruikers en huishoudens met vergaande elektrificatie in de regel meer betalen. Hierdoor wordt de overstap naar duurzame warmtetechnologieën zoals een (hybride) warmtepomp iets duurder in het nieuwe stelsel dan in het huidige stelsel. Toch blijven de totale kosten van een hybride warmtepomp voor een gemiddeld huishouden gunstig ten opzichte van de kosten van een cv-ketel en gaat een gemiddeld huishouden met hybride warmtepomp erop vooruit bij invoering van een alternatief tariefstelsel (ten opzichte van netwerkkosten in 2030 onder het huidige stelsel). Een alternatief tariefstelsel zal dus naar verwachting weinig effect hebben op het verloop van de energietransitie in de gebouwde omgeving. In paragraaf 4.1.2 worden verschillende businesscases en casuïstiek van huishoudens uitgewerkt om tot een inschatting te komen van het effect op de energietransitie.

Invoering van alternatief tariefstelsel leidt tot stijging van kosten voor uitvoering en inkomstenonzekerheid

Energieleveranciers zijn momenteel verantwoordelijk voor facturatie aan en communicatie met de klant. Bij een wijziging naar een alternatief tariefstelsel met een daarmee gepaard gaande toename van dataverkeer en communicatie, gaan energieleveranciers dus ook hogere kosten maken. Als gevolg van de complexere energierekening verwachten leveranciers tevens een toename in klantcontact, klachten en geschillen met bijbehorend afbreukrisico als gevolg. Daarnaast leidt een alternatief nettarief op basis van verbruik tot een toename in inkomstenonzekerheid voor netbeheerders. Vervolgonderzoek zal zich moeten richten op hoe dit risico gemitigeerd kan worden.

2.5 Hoe is dit onderzoek uitgevoerd?

Berenschot is door Netbeheer Nederland gevraagd om in gezamenlijkheid met stakeholders tot een alternatief nettariefstelsel voor kleinverbruikers te komen. Voorafgaand aan dit onderzoek vond een uitvoerige verkenningsfase plaats. Dit onderzoek vormt het begin van de uitvoeringsfase van een alternatief tariefstelsel en zal worden gevolgd door een aantal

vervolgstappen, waarin toegewerkt wordt naar een formeel voorstel dat door de gezamenlijke netbeheerders wordt ingediend bij de toezichthouder (ACM).

Voor dit onderzoek is een projectgroep opgericht samen met vertegenwoordiging vanuit de regionale netbeheerders. De besluitvorming lag bij een stuurgroep met bestuurders vanuit de netbeheerders. Bij deze stuurgroep nam de ACM deel als toehoorder en KGG gaf beleidsmatige aandachtspunten voor het onderzoek mee. Tot slot bracht een klankbordgroep met brede afvaardiging van belanghebbenden overwegingen en aandachtspunten in. Bijlage 1 geeft uitgebreidere toelichting op het onderzoeksproces. De ACM nam deel als toehoorder. KGG gaf beleidsmatige aandachtspunten voor het onderzoek mee. De uiteindelijke keuze voor de voorgestelde tariefmethodiek is door de netbeheerders gemaakt.

HOOFDSTUK 3

Impact op het elektriciteitsnet

Een tijdgebonden kWh-tarief leidt tot efficiënter gebruik van het laagspanningsnet. Uit een doorrekening van de netbeheerders, op basis van de door Berenschot verwachte, berekende vraagverschuiving, blijkt dat dit tariefmodel de piekvraag op het laagspanningsnet significant kan reduceren. Dit heeft de potentie om verspreid over heel Nederland ruimte te bieden aan zo'n 700.000 extra woningen of 500.000 laadpunten. Op termijn zijn bovendien minder netinvesteringen nodig; zo hoeven er in een gemiddelde wijk maar drie in plaats van vier nieuwe wijkstations bijgeplaatst te worden. Het tariefstelsel biedt echter geen zekerheid op het voorkomen van overbelasting en heeft in de huidige uitwerking weinig effect op terugleverpieken. Om deze risico's te ondervangen zijn andere (nood)maatregelen nodig.

3.1 Concrete ontwerpkeuzes noodzakelijk voor impactanalyse

Deze rapportage onderzoekt de effecten van een tariefrichting. Om een kwantitatieve impactanalyse te kunnen uitvoeren zijn gedetailleerde ontwerpkeuzes noodzakelijk. De ontwerpkeuzes die voor deze analyse zijn gemaakt worden hier toegelicht. In de verdere uitwerking van en keuze voor een tariefstelsel zijn wellicht overwegingen te maken die leiden tot een op onderdelen andere uitwerking. Verdiepende overwegingen bij de uitgewerkte tariefrichting worden in Hoofdstuk 6 verder toegelicht.

Het voorgestelde nettariefstelsel betreft een tijdgebonden kWh-tarief. Dat wil zeggen dat consumenten zullen betalen naar gelang hun elektriciteitsverbruik (kWh). Hierbij varieert het tarief dat zij zullen betalen (in €/kWh) elk uur van de dag om zo verbruik tijdens ochtend- en avondpieken duurder te maken dan in de nacht of rond het middaguur (zie Figuur 1). Zodoende geeft het tariefmodel een prikkel om piekverbruik naar dalmomenten te verplaatsen. Hoewel elke dag hetzelfde profiel volgt (statisch), wordt er wel onderscheid gemaakt tussen een zomer- en een wintertarief. In de huidige uitwerking van het voorstel wordt alleen afname en niet invoeding belast.[5)]

De vorm van het profiel is gebaseerd op het landelijke belastingprofiel minus zon-opwek bij huishoudens. Daarnaast is er een basisverbruik (van 0,3 kWh/uur) vrijgesteld van dit tijdgebonden tarief (zie Bijlage 2 voor toelichting). Voor alles wat onder dit basisverbruik wordt geconsumeerd betaalt de consument een vast bedrag van € 185,99 per jaar. Hierdoor wordt de consument niet extra belast voor gebruik van basis-huishoudelijke apparaten (zoals licht en koelkast) tijdens de piekuren.

5) Bij een aantal netbeheerders zorgt juist invoeding voor congestie op laagspanning. In een vervolgtraject kan de wenselijkheid hiervan worden onderzocht. Momenteel onderzoekt de ACM een invoering van een invoedingstarief voor grootverbruikers, voor kleinverbruik is dit vooralsnog niet toegestaan.

Reflectie op een (tijdsgebonden) piekvermogentarief

Naast het tijdsgebonden kWh-tarief zijn de netbeheerders ook geïnteresseerd in de reflectie op een kW-tarief-(piekvermogen)variant. Hierin zijn zij specifiek geïnteresseerd in twee soorten: één zonder en één met een tijdsgebonden element. Zonder tijdsgebonden element spreken wij over een **gemiddelde maandpiek**. Hierin wordt het hoogste piekvermogen (in kW) van een kleinverbruiker elke maand geregistreerd en vermenigvuldigd met een prijs per kW. Om hoge prijspieken te voorkomen wordt de rekening gemiddeld over een jaar. In Vlaanderen is recentelijk een dergelijk tariefstelsel ingevoerd.[6)]

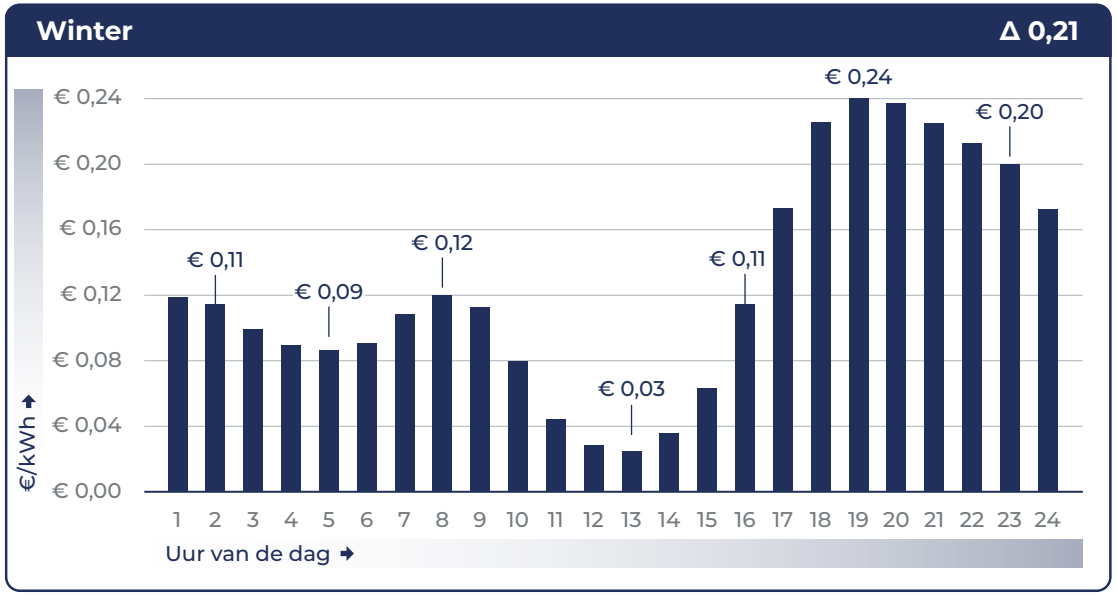
Met een tijdsgebonden element wordt ook betaald voor de hoogste maandpiek, maar hierin wordt de hoogte van pieken gecorrigeerd met een correctiefactor afhankelijk van het moment op de dag wanneer deze optreden. Hierbij spreken wij over een **gewogen gemiddelde maandpiek**. Zo wegen pieken in de avond zwaarder mee dan in de middag. De ACM heeft recentelijk een ontwerp codebesluit gepubliceerd om een dergelijk tariefstelsel voor grootverbruiksaansluitingen op het landelijk hoogspanningsnet te introduceren.[7)8)]

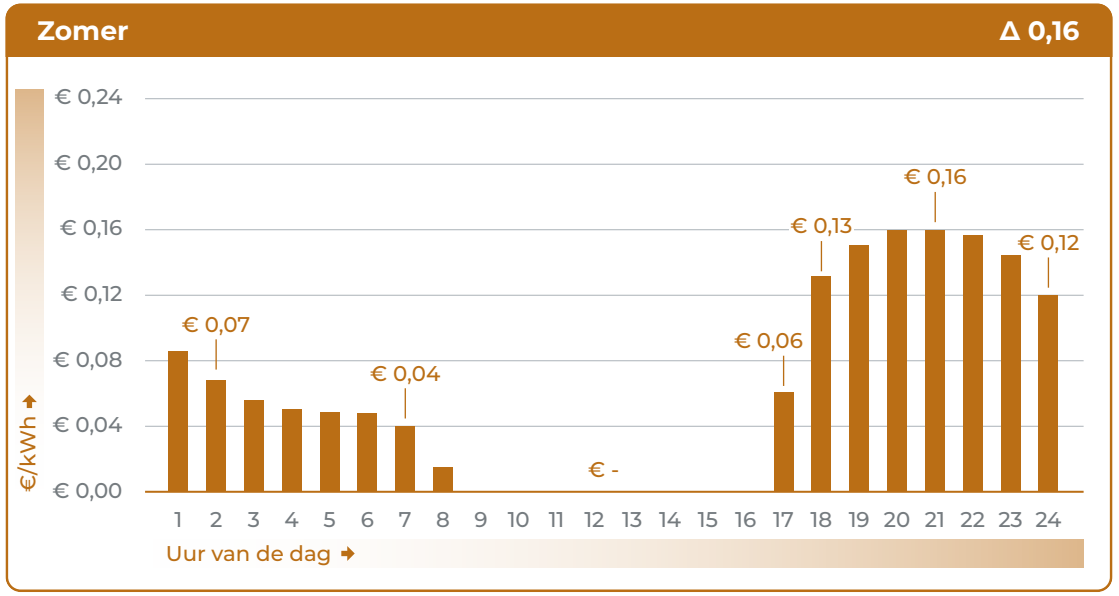
In deze rapportage reflecteren wij regelmatig kwalitatief op hoe de analyses bij deze varianten zouden uitpakken. Paragraaf 6.5 toont een conclusie op basis van deze verschillende reflecties.

6) VREG Nettarieven.
7) ACM Ontwerp codebesluit Tijdgebonden transporttarieven hoogspanningsnetten.
8) ACM Voorstel Netbeheer Nederland tijdsafhankelijke transporttarieven.

Uurtarieven nieuw stelsel, voor 'winter' en 'zomer'

Gehanteerd voor doorrekeningen dit onderzoek, o.b.v. gemiddeld verbruik, profiel en netkosten per woning in 2030





Figuur 1 **Uurtarieven voor een nieuw tariefstelsel, zoals gehanteerd voor de doorrekeningen in dit onderzoek[9]. Links het tarief voor de 'winter'-periode (oktober – april) en rechts de 'zomer' (april – oktober). Zie voor toelichting op het transporttarief figuur 4. Dit betreft alleen afnametarieven, vooralsnog is er geen invoedingstarief veronderstelt.**

9) Uurtarieven zijn gebaseerd op het gemiddelde verbruik en profiel van woningen volgens het IP2024 'Klimaat Ambitie' scenario, zoals ingevoerd in het Energie Transitie Model.

3.2 Impactanalyse toont aan dat tijdgebonden kWh-tarief netbelasting reduceert

Verschuiving van piekvraag naar goedkope momenten

Als gevolg van het tijdgebonden kWh-tarief zal vraagverschuiving plaatsvinden van dure momenten naar goedkopere momenten. Figuur 2 laat een voorbeeld zien van hoe de gemiddelde Nederlandse vraag in 2030 verschuift als gevolg van een tijdgebonden kWh-tarief. Door de verplaatsing van vraag naar goedkopere momenten, neemt de gemiddelde vraagpiek in de avond af, maar neemt de vraag op andere momenten van de dag, zoals in de nacht en rond het middaguur, juist toe. Het totale effect van de vraagverschuiving is een meer gelijkmatige belasting van het elektriciteitsnet.

De mate waarin vraagverschuiving plaatsvindt, verschilt per type apparatuur. Zo zal huishoudelijke apparatuur zoals verlichting en keukenapparatuur slechts in zeer beperkte mate verschuiven, terwijl het opladen van elektrische auto's makkelijker uit te stellen is. Over de breedte van deze analyse, en over die hierop volgen, geldt dat deze berust op aannames en modelleringen (zie Bijlage 2); de daadwerkelijke effecten zijn bijvoorbeeld afhankelijk van wat voor prijsprofielen uiteindelijk worden gekozen en hoe prijssensitief de Nederlandse consument in de praktijk zal zijn.

Een alternatief nettarief verlaagt piekbelasting voor levering wat ruimte vrijspeelt voor een equivalent van 700.000 extra woningen

Een alternatief nettarief leidt tot een significante piekreductie voor afname per trafo, afhankelijk van het type wijk. Daarmee geeft een tijdsafhankelijk tarief een juiste prikkel om flexibiliteit in te zetten om de afnamepiek te verlagen. Hierdoor kunnen er meer nieuwbouwwoningen, warmtepompen, elektrische auto's en kookplaten worden aangesloten op het bestaande net. Als voorbeeld komt er in 2030 in Nederland ruimte vrij voor ongeveer 500.000 extra laadpunten of 700.000 extra woningen. Het effect op de opwekpiek lijkt beperkter (reductie van gemiddeld 2%), waardoor in gebieden waar opwek de bottleneck vormt het tarief minder ruimte vrijspeelt. Dit komt voort uit een analyse van Berenschot waar op basis van een tijdgebonden kWh-tarief de verwachte effecten op het gedrag van eindgebruikers is bepaald en vertaald naar vraagverschuiving. De netbeheerders hebben de door Berenschot bepaalde vraagverschuiving vervolgens doorgerekend voor diverse laagspanningsnetten.

Op lange termijn leidt een alternatief nettarief tot reductie van netinvesteringen, ruimtelijke impact en het totale werkpakket

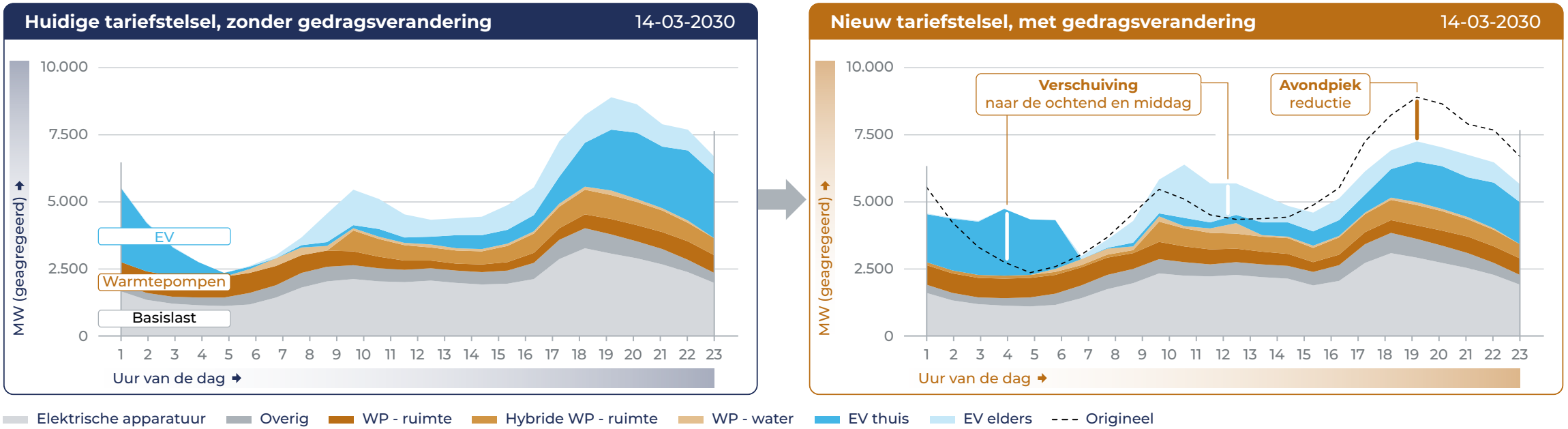
Efficiënter netgebruik door een alternatief nettarief resulteert in minder of later benodigde investeringen en minder ruimtelijke impact. Bovendien hoeft er minder werk gelijktijdig te worden verricht, wat bijdraagt aan het maakbaar maken van de energietransitie.
De netbeheerder gaat aan de slag in iedere buurt. Hoeveel nieuwe wijkstations er moeten komen verschilt per buurt, maar door tijdsafhankelijke nettarieven wordt het totale werkpakket verminderd. In een gemiddelde buurt hoeven maar drie in plaats van vier nieuwe wijkstations gebouwd te worden om het net klaar te maken voor de toekomst.

Naast een tarief ook andere (technische) maatregelen ten behoeve van opwek noodzakelijk

Het tijdsafhankelijke tarief heeft beperkt effect op de terugleverpiek vanwege gebrek aan flexibele vraag tijdens de zonnige uren en omdat in de huidige uitwerking geen terugleveringstarief wordt gehanteerd. Hoewel dit in de toekomst kan veranderen door de toename van airco's en opslag blijft het belangrijk om ook naar andere typen maatregelen te kijken (bijvoorbeeld aftoppen en slimme sturing). Dit soort maatregelen, in combinatie met een tijdsafhankelijk nettarief, kunnen het aantal benodigde netverzwaringen verder verminderen (zie ook hoofdstuk 7).

Vraagverschuiving door tariefstelselwijziging

Illustratief, geaggregeerd voor heel Nederland, 2030



Figuur 2 **Voorbeeld van vraagverschuiving door tariefstelwijziging. Grafieken lichten het geaggregeerde profiel van alle woningen in Nederland op één dag uit in 2030.[10] De blauwe vlakken vertegenwoordigen elektrische voertuigen (EV), de bruine (hybride) warmtepompen en de grijze de overige elektrische apparatuur.**

10) Gebaseerd op het gemiddelde verbruik en profiel van woningen volgens het IP2024 'Klimaat Ambitie' scenario, zoals ingevoerd in het Energie Transitie Model.

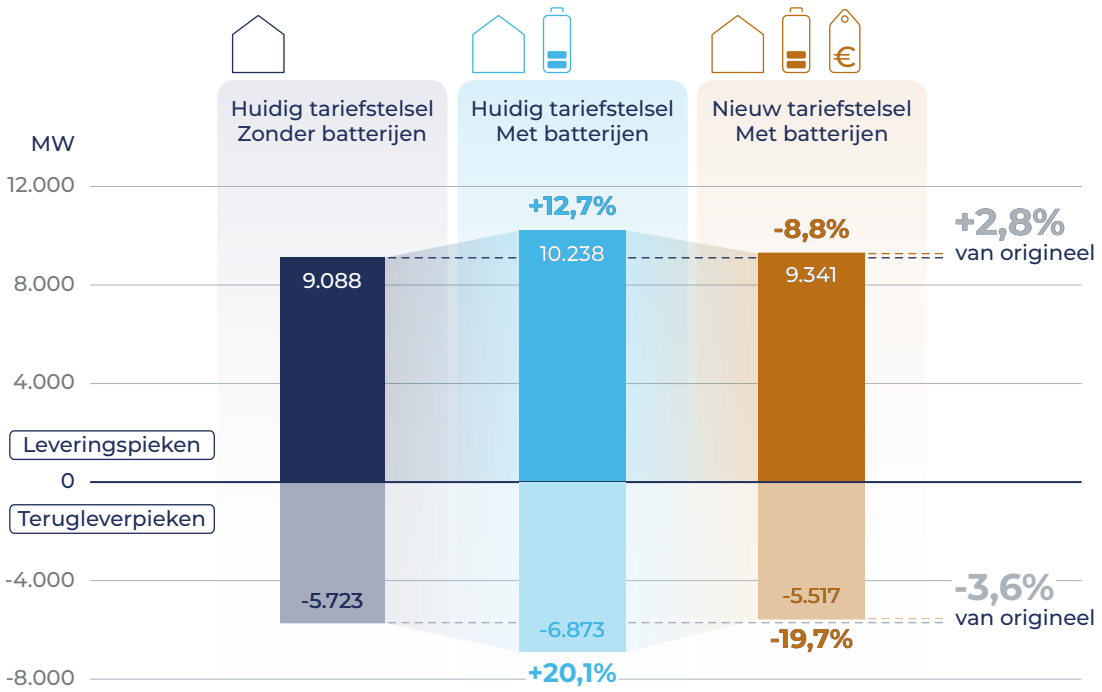
Hoge pieken veroorzaakt door thuisbatterijen kunnen mogelijk grotendeels worden voorkomen door een alternatief nettarief

Voorgenoemde analyses zijn uitgevoerd zonder rekening te houden met toename in thuisbatterijen, omdat de mate van adoptie zeer onzeker is. Mogelijk zal het aandeel thuisbatterijen in de komende jaren sterk groeien. Ook het aandeel elektrische voertuigen met de mogelijkheid de accu als batterij in te zetten (vehicle-to-grid) zal toenemen. Wanneer batterijen niet gestuurd worden op netimpact zullen zij voornamelijk inspelen op markten zoals de day-aheadmarkt, intradaymarkt of onbalansmarkt. Om inzicht te bieden in wat de ingroei van batterijen (uitgaande van een totale opslagcapaciteit bij huishoudens in 2030 van zo'n 6 GWh) betekent voor netbelasting en in hoeverre een tijdgebonden kWh-tarief daar sturing aan kan geven, hebben we een batterijsimulatie uitgevoerd op geaggregeerd Nederlands niveau waarbij batterijen acteren op de day-aheadmarkt. Een achterliggende veronderstelling is dat richting 2030 een groot deel van de batterijen overstapt van sturing op onbalansmarkten naar de day-aheadmarkt, omdat de eerste sneller verzadigd zal zijn. Vooralsnog is het nog erg onduidelijk hoe zich dit in de praktijk zal ontvouwen.

Het toevoegen van 5,98 GWh aan thuisbatterijen die op de day-aheadmarkt acteren leidt op Nederlands geaggregeerd niveau tot een stijging van de hoogste jaarlijkse vraagpieken met 12,7% en van de terugleveringspieken met 20,1% (zie Figuur 3). Batterijen kunnen dus zonder invoering van een alternatief nettarief tot enorme stijging van de netbelasting leiden. Met een tijdgebonden kWh-tarief dalen deze nieuwe hoogste jaarpieken echter met 8,8% voor levering en met 19,7% teruglevering. Het netto effect van toevoeging van thuisbatterijen in aanwezigheid van een tijdgebonden kWh-tarief, ten opzichte van de situatie zonder batterijen, is dan slechts +2,8% voor leveringspieken en -3,6% voor terugleveringspieken. Een alternatief nettarief zou dus de toename van pieken door thuisbatterijen vrijwel volledig kunnen dempen. Deze uitkomsten zijn in lijn met eerdere thuisbatterijsimulaties[11]. Wanneer day-aheadprijzen volatieler worden of wanneer batterijen acteren op andere markten die grotere prijsfluctuaties kennen, neemt het dempende effect van een alternatief nettarief af. Richting 2050 zullen extreme situaties, waarbij fluctuaties in de marktprijs die van het nettarief zullen overstijgen, zich vaker voordoen. Het nettarief biedt daarmee een sterke stimulans om hoge (terug)leveringspieken door batterijen te voorkomen, maar geen garantie op het voorkomen van overbelasting.

Effect batterijen en nieuw tariefstelsel op jaarpieken

Gemiddelde top 10 jaarpieken, geaggregeerd, ETM IP2024 KA, 2030



Figuur 3 **Effect van de opname van batterijen op de hoogste pieken (gemiddelde van de top 10 jaarpieken), en vervolgens het effect van het nieuwe tariefstelsel. De hoogste pieken in (terug)levering nemen toe door de veronderstelde opname van batterijen; dit effect wordt gedempt door het nieuwe tariefstelsel.**

11) Thuisbatterijen in de energietransitie – oktober 2023 (CE Delft).

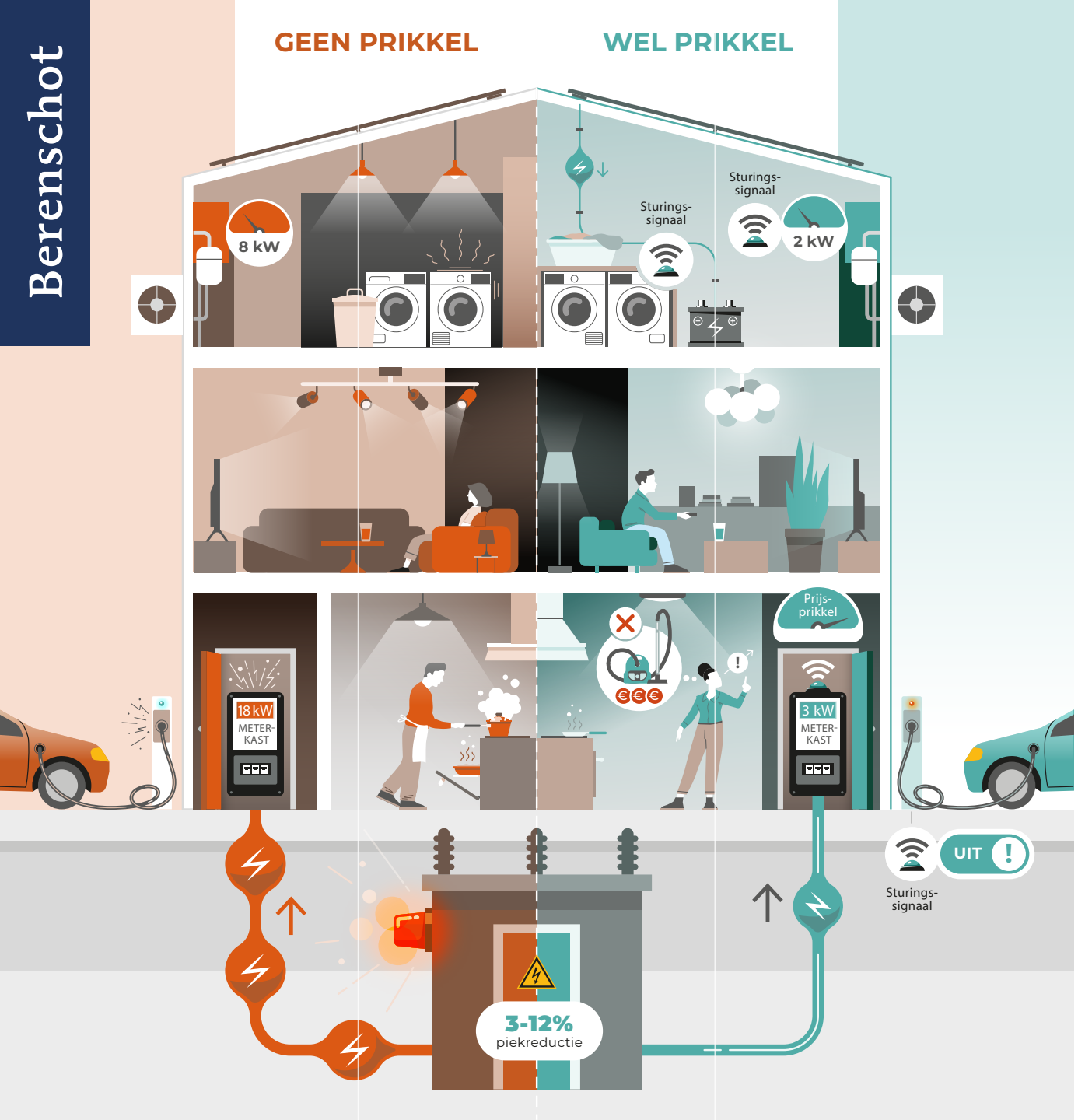
Geen garantie op voorkomen van overbelasting, dus technische achtervang blijft belangrijk

Alternatieve nettarieven bieden een prijsprikkel waarop vrijwillig gereageerd kan worden. Ze geven daarmee geen zekerheid dat er geen overbelasting meer zal ontstaan of dat er nieuwe pieken op onverwachte tijdstippen zullen plaatsvinden. Een alternatief nettarief moet dus altijd worden bezien in samenhang met andere maatregelen, zoals een technische achtervang in noodsituaties, die gezamenlijk leveringszekerheid waarborgen. Een voorbeeld hiervan is de mogelijkheid om in noodgevallen apparaten met grote vermogens (>3,5kW zoals warmtepompen en laadpalen) te kunnen beperken in hun verbruik, zoals momenteel in Duitsland al is doorgevoerd.

Overbelasting ondanks een alternatief nettarief kan bijvoorbeeld ontstaan wanneer er een hoge gelijktijdigheid ontstaat. Dit risico zal gedurende de energietransitie verder stijgen door toenemende elektrificatie en de grotere vermogens van individuele apparaten op het laagspanningsnet. Simulaties voor 2030 zijn daarom ook al uitgevoerd met situaties van extremen die zelden voorkomen. Ook bestaat er een risico dat een alternatief nettarief juist zal leiden tot nieuwe pieken, wanneer er op oorspronkelijke dalmomenten een extra hoge vraag ontstaat. Verbondenheid van apparatuur en bijkomende automatisering en optimalisering kunnen hier in de toekomst aan bijdragen. Deze automatisering is zeer gewenst, aangezien dit het voor de consument makkelijker maakt om te kunnen acteren. Echter dienen mogelijke nieuwe pieken door hogere synchronisatie en gelijktijdige inzet van apparatuur te worden gemitigeerd.

Reflectie op een (tijdsgebonden) piekvermogentarief

Een (tijdsgebonden) piekvermogentarief kan waarschijnlijk in 2030 soortgelijke reducties realiseren. Deze tariefvarianten hebben wel als groot nadeel dat vraag minder ‘verschoven’ zal worden: de vraag op piekmomenten wordt verlaagd en over langere tijd (rondom die piek) uitgesmeerd. Hierdoor verlaagt de piek van het individu, maar verhoogt de gelijktijdigheid tussen gebruikers, met als gevolg even hoge of zelfs hogere pieken dan oorspronkelijk. Anderzijds is er minder risico op het ontstaan van nieuwe pieken op geheel andere momenten, omdat verbruik minder naar een ander moment van de dag wordt verschoven.



HOOFDSTUK 4

Impact op klein-verbruikers

Het tijdgebonden kWh-tarief leidt tot een kostenverdeling tussen huishoudens die de verschillen in netgebruik beter weerspiegelt. Kleinverbruikers die het net intensief gebruiken tijdens piekmomenten, worden steviger belast, terwijl kleine kleinverbruikers juist minder gaan betalen. Voor circa twee derde van de huishoudens verbetert de financiële situatie onder het nieuwe stelsel, ten opzichte van wat het in 2030 onder het huidige stelsel zou zijn. Dit betreft ook vaak warmtenetwoningen, waarvoor de elektriciteitsnetkosten kunnen halveren. De kosten van gemiddelde huishoudens met vergaande elektrificatie, zoals EV en (hybride) warmtepompen, nemen toe, maar kunnen aanzienlijk beperkt worden door slimme sturing. Dergelijk handelingsperspectief is van belang voor het draagvlak richting de consument, evenals heldere communicatie. Voor uitzonderingsgroepen is extra aandacht en flankerend beleid benodigd. Voor publieke laadpunten en niet-huishoudelijke aansluitingen is het effect vooralsnog onduidelijker. De businesscase van publieke laadpunten wordt mede-afhankelijk van de mate van gebruik, en slim laden op basis van het nieuwe tariefstelsel kan financieel aantrekkelijk zijn. De voorgestelde tariefrichting pakt zeer verschillend uit voor typen niet-huishoudelijke aansluitingen. Vooral niet-huishoudelijke klanten met (moeilijk verschuifbare) avondpieken ondervinden negatieve financiële effecten. Ochtend- en middag piekende bedrijven profiteren juist van de daluren.

4.1 Impact op huishoudens

4.1.1 Een tijdgebonden kWh-tarief leidt tot een rechtvaardigere kostenverdeling over huishoudens

In het huidige tariefstelsel stijgen de netkosten voor alle huishoudens in gelijke mate, terwijl de netbelasting van de huishoudens vanwege de energietransitie juist steeds meer diversifieert. Op dit moment betalen vrijwel alle huishoudens in Nederland hetzelfde nettarief van ongeveer € 350,-[12] wat gemiddeld zo'n 25-30% van de energierekening beslaat[13]. Richting 2030 zullen de netwerkkosten voor ieder huishouden met zo'n 82% toenemen tot ongeveer € 638,- (zie figuur 4).[14] Dit terwijl de mate waarin verschillende huishoudens het net belasten en daarmee kosten bij de netbeheerder veroorzaken juist steeds meer zal verschillen. Mensen die in een appartement wonen zullen gemiddeld een beperktere toename in elektriciteitsverbruik kennen dan grondgebonden woningen waar veel vaker een warmtepomp of eigen laadpaal aanwezig zullen zijn. Door het nettarief variabel te maken en aan verbruik te koppelen, zal er een herverdeling plaatsvinden van de kosten over consumenten. Daarom analyseren we het effect van een alternatief nettarief op de netkostenverdeling over huishoudens.

12) Tariefbesluiten ACM 2024, ter voorbeeld van Alliander.
13) Berenschot, De energierekening in 2023 en 2035 vergeleken.
14) Aangeleverde informatie Netbeheer Nederland

Opbouw elektriciteitsrekening 2030 in relatie tot een alternatief nettarief

De elektriciteitsrekening bestaat uit drie componenten:

- kosten vanuit de **Rijksoverheid** zoals energiebelasting, btw en voorheen opslag duurzame energie (ODE)
- kosten vanuit de **energieleveranciers** voor de verbruikte stroom (per kWh) en vastrecht
- kosten vanuit de **netbeheerder** voor het faciliteren van een verbinding met het elektriciteitsnet.

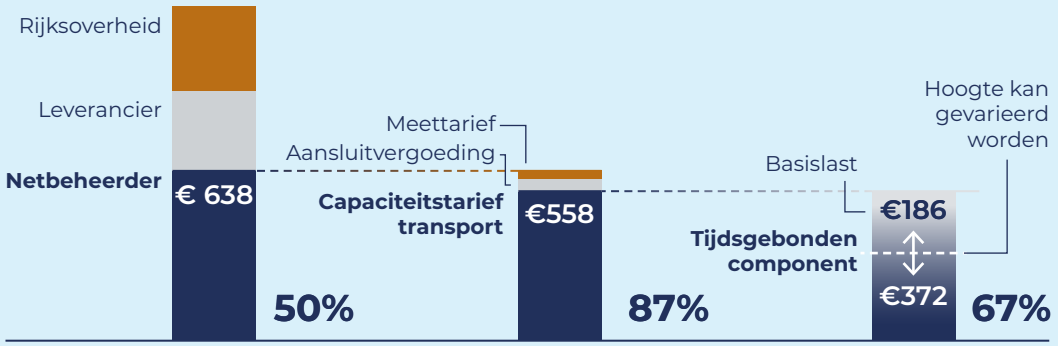
De kosten voor de netbeheerder beslaan in 2023 circa een derde van de totale elektriciteitsrekening[15]. Hiervan bestaat het grootste deel uit transportkosten, die in het huidige tariefstelsel worden ingevuld door het **capaciteitstarief**. Deze kosten reflecteren het onderhouden en uitbreiden van de elektriciteitsnetten door de netbeheerders. Daarnaast worden er een aansluitvergoeding en een meettarief in rekening gebracht.

In het huidige tariefstelsel voor kleinverbruikers betaalt men een vast bedrag voor de grootte van de fysieke aansluiting. Vrijwel alle huishoudens betalen voor hun aansluiting (3x25 ampère of kleiner) hetzelfde bedrag. Vanwege de toenemende transportkosten die netbeheerders maken ten behoeve van netverzwaringen en -uitbreidingen, stijgt dit capaciteitstarief met 82% richting 2030 tot een bedrag van €638,07.[16]

In het voorgestelde **tijdgebonden kWh-tarief** bestaat een deel van de transportkosten uit een vaste basislast. Het overige deel bestaat uit een variabele component die afhangt van het elektriciteitsverbruik in de tijd. Hoewel de transportkosten per huishouden hierdoor veranderen, zullen de gemiddelde transportkosten die netbeheerders in rekening brengen gelijk blijven of – in het geval dat de resulterende gedragsverandering tot een afname van investeringskosten leidt – dalen.

Jaarlijkse elektriciteitskosten

2030, gemiddelde woning



Figuur 4 **Schematische weergave van de jaarlijkse elektriciteitskosten van een gemiddelde woning in 2030.**

15) Berenschot, De energierekening in 2023 en 2035 vergeleken.
16) Aangeleverde informatie Netbeheer Nederland.

Netwerkkosten dalen relatief voor ongeveer twee derde van de huishoudens in 2030 met een nieuw nettarief; grote, geëlektrificeerde woningen betalen meer.

De overstap van een verbruiks- (kW) naar volumetarief (kWh) zorgt in de regel al voor een andere kostenverdeling. Aangeslotenen met een hoog elektriciteitsverbruik gaan meer betalen voor de elektriciteitsnetwerkkosten (zie figuur 4) dan aangeslotenen met een laag verbruik. Dit vertaalt zich in een kostenverdeling naar type woningen: appartementbewoners gaan in het algemeen lagere netwerkkosten betalen dan bewoners van een vrijstaand huis, vanwege het vaak lagere elektriciteitsverbruik van appartementen[17]. De modellering suggereert dat bij de huidige uitwerking van het nieuwe tariefstelsel gemiddeld 66%[18] van de huishoudens minder betaalt dan de €557,98 per jaar die ze onder het huidige stelsel in 2030 zouden betalen. Voor 46% van de huishoudens loopt dit verschil zelfs op tot meer dan € 100,- per jaar. Voor 34% van de huishoudens zullen de netwerkkosten echter stijgen door het nieuwe tariefstelsel. Omdat de totale netwerkkosten ongeveer gelijk zullen blijven, stijgt voor deze groep het nettarief sterk.

Dit betreft voornamelijk bewoners van vrijstaande woningen, 2-onder-1-kapwoningen en hoekwoningen. Voor 18% van de huishoudens stijgt de rekening met meer dan € 200,- extra per jaar, bovenop het gemiddelde niveau. Aangezien de totale inkomsten voor de netbeheerder constant moeten blijven, compenseren deze grote kleinverbruikers voor de lagere netkosten van de kleine kleinverbruikers. Wanneer huishoudens in heel Nederland meer dan verwacht zullen reageren op de prijsprikkel of wanneer de adoptie van elektrische apparaten versnelt, zal de kostenverdeling een andere spreiding kennen. Naar verwachting blijft de vorm soortgelijk, alleen verandert de mate waarin huishoudens erop voor- en achteruit gaan ten opzichte van het huidige stelsel. Door het reageren van huishoudens kan het gemiddelde tarief voor alle huishoudens dalen, als gevolg van vermeden/uitgestelde netinvesteringen.

Een grote meerderheid van de huishoudens met een laag inkomen gaat erop vooruit ten opzichte van netwerkkosten 2030 onder huidige stelsel; hoge inkomens gaan er relatief vaker op achteruit.

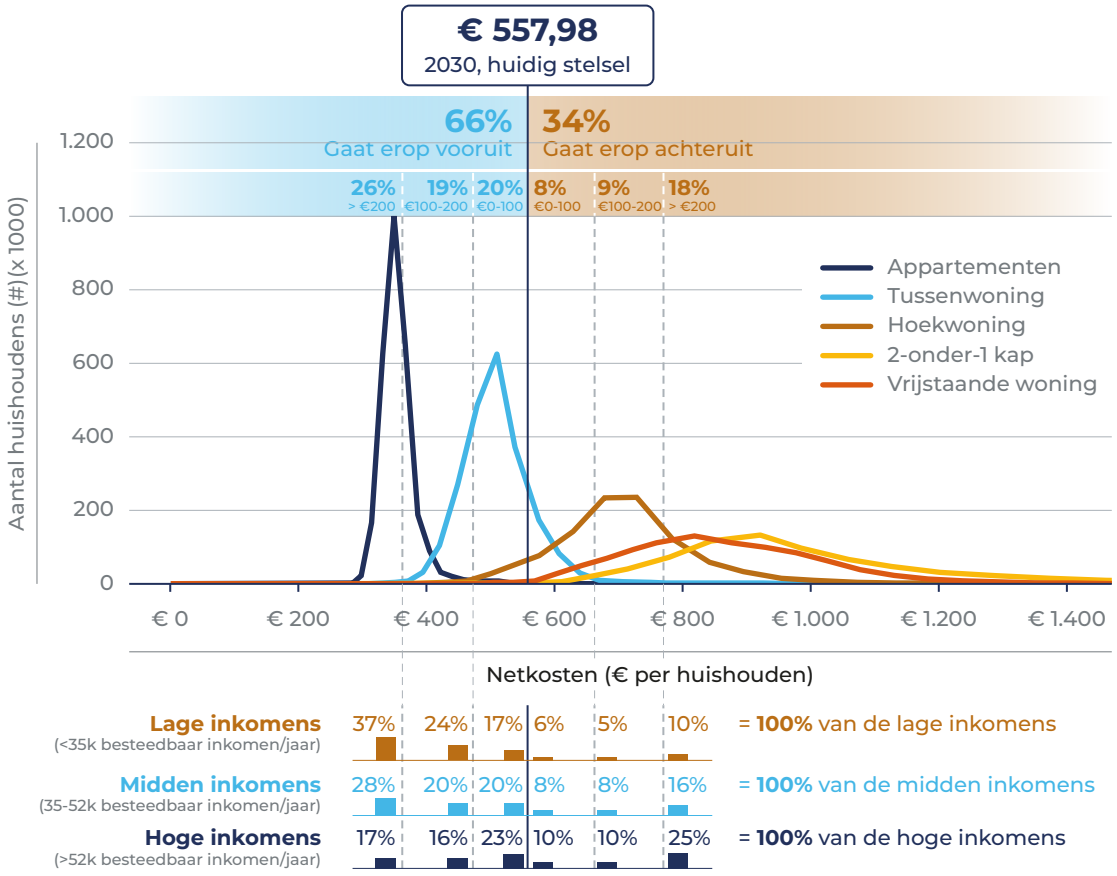
Invoering van een alternatief tariefstelsel heeft als voordeel de kostenreflectiviteit te verbeteren, maar het heeft daarmee impact op de vaste lasten van huishoudens. Met name huishoudens met een laag inkomen vormen een kwetsbare groep, omdat zij vaak niet over de buffer beschikken om aan een onverwacht hoge rekening te kunnen voldoen. Daarom is het relevant om in beeld te brengen wat een tijdgebonden kWh-tarief betekent in de herverdeling van de netwerkkosten (lees: transporttarief) ten aanzien van inkomensgroepen, zodat hier zo nodig compenserende maatregelen voor kunnen worden getroffen.

Onderstaande analyse is uitgevoerd op basis van een CBS dataset met verbruikscijfers van inkomensgroepen en aannames over de adoptie van elektrische apparatuur (zie Bijlage 2). Hieruit volgt dat de invoering van een alternatief nettarief al snel honderden euro's op jaarbasis verschil kan maken voor de rekening van huishoudens. Bovendien blijkt dat huishoudens met een laag inkomen (< € 35.000,- per jaar) er het vaakst en het meest op vooruit gaan ten opzichte van de netwerkkosten in 2030 onder het huidige systeem. Naar schatting gaat 79% er relatief op vooruit, waarvan 61% met meer dan € 100,- per jaar[19]. Toch is er ook nog een groep van 10% die er meer dan € 200,- per jaar op achteruit gaat. Het betreft in dergelijke gevallen bijvoorbeeld bewoners van slecht-geïsoleerde woningen, die desondanks zijn uitgerust met een warmtepomp. Bij invoering van een alternatief tariefstelsel is het van belang om juist deze kwetsbare groep goed in beeld te hebben en hier passend beleid voor te ontwikkelen.

17) Dit betreft het algemene beeld over de verdeling van elektriciteitsverbruik per woningtype. Een appartement met een hoog elektriciteitsverbruik (bijvoorbeeld door een warmtepomp, veel elektrische apparatuur) kan meer gaan betalen onder het nieuwe stelsel.
18) Deze cijfers betreffen een eerste inschatting op basis van de aannames, zie Bijlage 2.

19) Let op, dit is relatief ten opzichte van het huidige nettariefstelsel in 2030. De netwerkkosten zullen in 2030 gemiddeld aanzienlijk hoger zijn dan momenteel het geval is. Het kan dus nog steeds zo zijn dat deze huishoudens in 2030 meer betalen dan momenteel het geval is.

Verdeling van nieuwe netkosten 2030 (€) over huishoudens
Verdeling per woningtype, en inkomensgroep



Figuur 5 **Verdeling van de netwerkkosten onder het nieuwe tariefstelsel, ten opzichte van het capaciteitstarief bij een ongewijzigd stelsel (€ 557,98). Uitgelicht per woningtype en per inkomensgroep (laag, midden, hoog).[20]**

20) De verdeling van energieverbruik per woningtype en corresponderende aantallen huishoudens en inkomens is gebaseerd op openbare CBS-data. Deze dataset geeft een eerste beeld van de impact. Gezien deze data geaggregeerd zijn op buurtniveau zal de spreiding in werkelijkheid groter zijn. Tevens betreft dit een eerste analyse en is het effect afhankelijk van de mate waarin daadwerkelijk gedragsverandering optreedt.

Reflectie op een (tijdsgebonden) piekvermogentarief

Ook een (tijdsgebonden) piekvermogentarief leidt waarschijnlijk tot een kostenrechtvaardigere en soortgelijke nieuwe kostenverdeling: kleine kleinverbruikers gaan erop vooruit, grote kleinverbruikers erop achteruit (ten opzichte van de netwerkkosten in 2030 onder het huidige systeem). Wellicht zullen er iets minder extreme uitschieters in tarieven voorkomen bij grote kleinverbruikers, aangezien de piekvraag ondanks hoger verbruik niet extreem zal toenemen. Kleine kleinverbruikers zullen er dan dus ook iets minder op vooruit gaan. Wel is er een iets groter risico op incidenteel hoge rekeningen door bijvoorbeeld een moment van zeer hoog verbruik. Dit brengt vooral voor huishoudens met een laag inkomen risico's met zich mee.

4.1.2 Situatieschets individuele huishoudens

Een wijziging van het tariefstelsel heeft als doel een financiële prikkel te bieden en daarmee gedragsverandering ten behoeve van efficiënt netgebruik te bewerkstelligen voor aangeslotenen. Als zodanig heeft het zowel financiële gevolgen voor alle aangeslotenen als effect op hun verbruikspatronen. Daarnaast moet worden voorkomen dat een kostenverzwaring ten aanzien van elektrificatie resulteert in een rem op de energietransitie. Om deze verschillende effecten van het tijdgebonden kWh-tarief te kunnen adresseren, lichten we op basis van de casuïstiek van verschillende huishoudens toe hoe het tariefstelsel uitwerkt op de elektriciteitsrekening van consumenten en wat de gevolgen zijn voor de businesscase van enkele (duurzame) technologieën.

In grote lijnen zien we dat kleine verbruikers er relatief op vooruit gaan ten opzichte van de netwerkkosten in 2030 onder het huidige stelsel. Zij hebben echter ook een beperkt handelingsperspectief om hun netwerkkosten te beïnvloeden. Grote kleinverbruikers en huishoudens met vergaande elektrificatie gaan doorgaans meer betalen, maar hebben ook de mogelijkheid om hun rekening aanzienlijk te beïnvloeden door op de tariefprikkel te reageren. Voor enkele kwetsbare groepen die vanwege bijvoorbeeld medische apparatuur hun elektriciteitsverbruik niet goed kunnen aanpassen, zal moeten worden nagedacht over flankerend beleid. Wat betreft verduurzaming van de warmtevoorziening, zal het gebruik van een (hybride) warmtepomp in totale kosten over de levensduur iets duurder worden bij een

alternatief nettarief. Toch blijft het als verduurzamingsoplossing voor een gemiddelde woning nog steeds goedkoper dan een cv-ketel. Bovendien gaat een gemiddeld huishouden na aanschaf van een hybride warmtepomp nog steeds minder betalen aan de netwerkkosten dan ze zouden doen onder het huidige tariefstelsel. Woningen met een warmtenetaansluiting zullen in de regel lagere nettarieven voor elektriciteit gaan betalen en er daarmee op vooruit gaan.

Om op de lange termijn echt handelingsperspectief te bieden, is de ontwikkeling van slimme sturingsapparatuur essentieel. Dit kan versneld ontsloten worden door nu duidelijkheid te bieden over een voornemen tot stelselwijziging en aanvullend na te denken over normering of standaardisering ten aanzien van slimme sturingsapparatuur en -software (zie ook hoofdstuk 7).

Modale huishoudens gaan er relatief op vooruit; stapeling van elektrificatie hoeft niet te leiden tot hogere netwerkkosten, mits er slim gestuurd wordt

Van huishoudens wordt verwacht en wordt in sommige gevallen verplicht te verduurzamen. Ook komt het voor dat huishoudens geconfronteerd worden met verduurzamingsmaatregelen, bijvoorbeeld vanuit een woningcorporatie. De vraag is hoe dergelijke elektrificerende ingrepen in de woning de netwerkkosten in het geval van een tijdgebonden kWh-tarief zullen beïnvloeden. Daarom beschouwen we de gevolgen voor de netkosten bij een modaal huishouden dat stapsgewijs elektrificeert.

Stap 0. Modaal huishouden in 2030. Een gemiddeld huishouden van twee personen (wonend in een rijtjeshuis, bouwjaar 1946-1965, energielabel B*, elektriciteitsverbruik van 2801 kWh/jaar) en zonder elektrificerende maatregelen, zal bij invoering van een tijdgebonden kWh-tarief ongeveer **€ 285,-**/jaar kwijt zijn aan netkosten, wat een daling van € 273 (-49%) inhoudt ten opzichte van het huidige tariefstelsel[21]. Omdat het elektriciteitsverbruik van een dergelijk huishouden grotendeels voortkomt uit niet-verplaatsbaar verbruik (zoals keukenapparatuur en verlichting), zijn de mogelijkheden om de netkosten verder terug te brengen zeer beperkt (ongeveer € 3,-).

Stap 1. Verduurzaming verwarming met hybride warmtepomp. Door aanschaf van een hybride warmtepomp neemt het elektriciteitsverbruik van de woning toe en stijgen de netwerkkosten voor elektriciteit tot **€ 452,-**/jaar (+59% ten opzichte van de vorige stap). Dit bedrag ligt nog altijd lager dan de € 557,98/jaar die het huishouden in 2030 onder het huidige stelsel zou betalen. Bij slimme aansturing van de hybride warmtepomp kunnen de netwerkkosten beperkt worden tot **€ 435,-**/jaar. Deze afname van de netwerkkosten is nog steeds beperkt, vooral omdat het verplaatsen van verbruik voor ruimteverwarming slechts beperkt mogelijk is vanwege comforteisen.

Ter vergelijking, de overstap naar een all-electric warmtepomp leidt tot toename van de netwerkkosten naar **€ 562,-**/jaar (zonder sturing) of **€ 513,-**/jaar (met slimme sturing).

In dit geval kan tevens de gasaansluiting opgeheven worden, wat tot een vermindering van de nettarieven voor gas leidt van **-€ 180,-**/jaar[22]. Aangezien hybride warmtepompen mogelijk worden genormeerd[23], gaan de vervolgstappen uit van een hybride warmtepomp.

Stap 2. Aanschaf van een elektrische auto. Steeds meer huishoudens hebben richting 2030 naar verwachting een elektrische auto. Wanneer deze auto wordt opgeladen bij een privé-laadpaal bij het huis, telt dit verbruik ook mee voor de netkosten van de aansluiting. Bij normaal laadgedrag zullen veel laadsessies in de duurdere uren plaatsvinden. Hierdoor nemen de netwerkkosten toe tot **€ 655,-**/jaar in 2030: ruim boven de waarde die dit huishouden in het huidige stelsel zou betalen. Als dit huishouden een deel van het verbruik verplaatst naar goedkopere uren, dan dalen de netwerkkosten naar **€ 549,-**/jaar (-16,2%). Uit deze sterke daling valt op te maken dat elektrisch vervoer bij uitstek geschikt is om flexibel in te zetten om netkosten en -belasting te verminderen.

Stap 3. Aanschaffen van een set zonnepanelen. Ook het aantal zonnepanelen in de gebouwde omgeving neemt sterk toe. Wanneer dit huishouden acht zonnepanelen laat installeren, zal het voor een deel van zijn verbruik in de middag zelfvoorzienend worden.

21) Het huidige capaciteitstarief voor een woning in 2030 bedraagt € 522,40/jaar. Dit is dus exclusief de overige componenten van de netwerkkosten, zoals het meettarief en de aansluitvergoeding, zie Tariefvoorstellen ACM 2024.

22) Berenschot, De energierekening in 2023 en 2035 vergeleken.

23) Deze normering (Kamerbrief over reikwijdte normering verwarmingsinstallaties (Rijksoverheid)) zal mogelijk geen doorgang meer vinden, zoals aangekondigd in het hoofdlijnenakkoord 2024-2028.

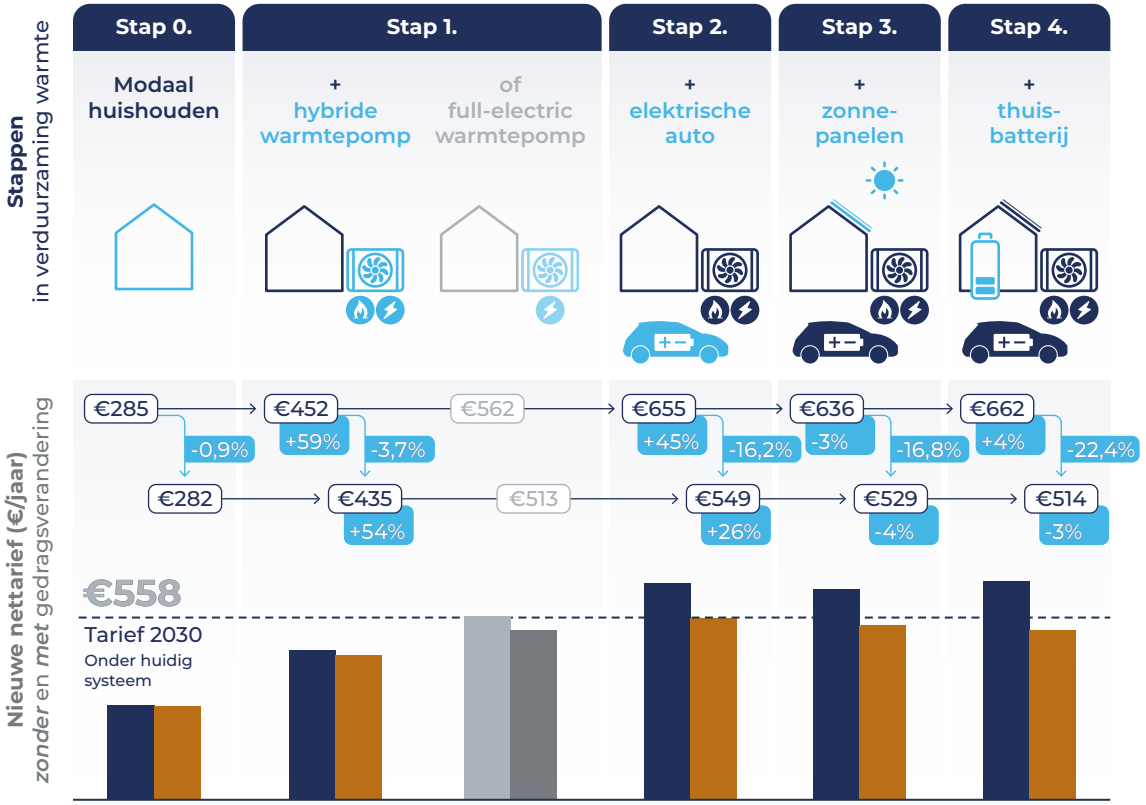
Hierdoor dalen de netwerkkosten naar **€ 636,-**/jaar (-3%). Door apparatuur slim te sturen naar de goedkopere én zonnige uren in de middag dalen de netwerkkosten verder tot **€ 529,-**/jaar[24]. Benutting van zon-opwek loont hiermee extra.

Stap 4. Aanschaffen van een thuisbatterij en overstap naar een dynamisch leverancierscontract. Tot slot gaat het onderzochte scenario ervan uit dat het aandeel van thuisbatterijen richting 2030 landelijk zal toenemen tot zo'n 7,5% van de huishoudens. Bij aanschaf van een wat grotere thuisbatterij (10 kWh) die puur stuurt op de day-aheadprijzen[25] binnen een dynamisch contract zullen de netwerkkosten van dit huishouden toenemen tot **€ 662,-**/jaar. Interessant genoeg kan dit huishouden, door zijn batterij slim te sturen op een combinatie van de day-aheadprijs en het tijdgebonden kWh-tarief, de netwerkkosten terugbrengen tot **€ 514,-**/jaar (-22,4%). Dit bedrag ligt zelfs onder de netwerkkosten die het huishouden zou betalen zonder thuisbatterij, en ook onder de kosten die het zou betalen in het huidige tariefstelsel.

Het is met andere woorden ook voor een gemiddeld huishouden mogelijk om vergaande verduurzamingsstappen te zetten zonder daarbij hogere netwerkkosten te hoeven betalen, mits het huishouden zijn verbruikspatroon aanpast aan het nieuwe tariefstelsel. Hoewel handmatige sturing in theorie mogelijk is, is voor de effectiviteit een geautomatiseerde sturing van apparatuur een belangrijke succesfactor. Het veilig geautomatiseerd aanstuurbaar maken van apparaten vraagt dan ook aandacht om enerzijds een lock-in te voorkomen van apparaten die geïnstalleerd worden zonder dat ze aanstuurbaar zijn en anderzijds om risico's omtrent veiligheid zoveel mogelijk af te vangen.

Stapsgewijze verduurzaming van een modaal huishouden

Bij een nieuw nettarief, zonder en met gedragsverandering



Figuur 6 **Stapsgewijze verduurzaming van een modaal huishouden. Tarieven getoond ten op zichtte van het capaciteitstarief in 2030 onder het huidige stelsel. Lichtbruin zonder gedragsverandering en donkerbruin met.**

24) In de modellering wordt uitgegaan van een afschaffing van de salderingsregeling, zie Bijlage 2.
25) Het huidige beeld is dat vooralsnog veel batterijen sturen op onbalansmarkten, in een vervolganalyse dient het effect hiervan op de netwerkkosten te worden verdiept.

Huishoudens met hoog energieverbruik voor bijvoorbeeld medische apparatuur vormen een kwetsbare groep bij wijziging van het tariefstelsel

Hoewel een gemiddeld huishouden erop vooruit zal gaan ten opzichte van de netwerkkosten in 2030 onder het huidige systeem, bestaan er ook uitzonderingen. Met name huishoudens met een hoog basisverbruik waarin maar zeer beperkt gestuurd kan worden, zoals huishoudens die in sterke mate afhankelijk zijn van bijvoorbeeld medische apparatuur, vormen hierin een risicogroep. Deze huishoudens zijn afhankelijk van bijvoorbeeld beademingsapparaten met een groot energiegebruik, moeten omwille van medische klachten de temperatuur in huis vaak hoger instellen dan gebruikelijk en hebben ook in huis regelmatig ondersteunende apparatuur die altijd aan moet staan (te denken valt aan automatische deuren, trapliften et cetera). Hierdoor is hun basisverbruik gedurende het hele jaar hoog en niet-flexibel. Wanneer we doorrekenen wat dit betekent voor het doorgerekende voorbeeldhuishouden met een basisverbruik van 6.589 kWh, zien we dat een dergelijk huishouden onder het tijdgebonden kWh-tarief al snel **€ 774,-**/jaar kwijt zal zijn aan netwerkkosten. Hoewel hierin wellicht een kleine winst te behalen valt voor deze casus door vraagsturing (tot **€ 707,-**/jaar), blijven de netwerkkosten hoger dan dat ze onder het huidige stelsel in 2030 zouden zijn geweest. Hoewel juist, zoals eerder geïllustreerd, de meeste kwetsbare huishoudens (op basis van inkomen) erop vooruit gaan, zal dat niet voor iedereen zo zijn. Deze uitzonderingsgroep behoeft daarom extra aandacht en het is aan te raden flankerend beleid te formuleren om hen te beschermen tegen oplopende kosten. Het aantal huishoudens in deze categorie schatten wij tussen de dertigduizend huishoudens (zie paragraaf 4.3.3 voor een toelichting op de schattingen van groepsgroottes).

Tijdgebonden kWh-tarief gunstig voor huishoudens met een warmtenetaansluiting en/of publieke laadpaal

Huishoudens die voor hun warmtevoorziening al de verduurzamingsstap gemaakt hebben naar een warmtenet, betalen in het huidige tariefstelsel ook mee aan de verduurzaming van andermans warmtevoorziening. Hetzelfde geldt voor eigenaren van een elektrisch voertuig dat opgeladen wordt bij een publieke laadpaal: zij betalen netkosten voor de publieke laadpaal en betalen via het huidige tariefstelsel mee aan de netkosten van andermans elektrische voertuig. Bij invoering van een tijdgebonden kWh-tarief gaat een appartementbewoner met aansluiting op een warmtenet én EV geladen via een publieke laadpaal slechts **€ 250,-**/jaar betalen.

Netkosten van grote huishoudens stijgen licht

Grote huishoudens hebben over het algemeen een hoger elektriciteitsverbruik, ook zonder aanvullende elektrificatie zoals een hybride warmtepomp of EV. Een huishouden van twee volwassen en vier kinderen kan op jaarbasis al snel zo'n 5722 kWh verbruiken. Bij invoering van een tijdgebonden kWh-tarief gaat een dergelijk huishouden **€ 630,-**/jaar betalen. Het huishouden kan dit bij gedragsverandering terugbrengen tot **€ 615,-**/jaar. De netkosten van grote huishoudens zullen dus zonder aanvullende elektrificatie licht stijgen. Hierbij dient opgemerkt te worden dat hun kosten vooral zullen afhangen van de specifieke verbruikssituatie. Deze kosten zijn gebaseerd op een gezin dat veel verbruik heeft in de dure avonduren. De netkosten van een huishouden dat zijn verbruik over de dag verspreidt, kunnen aanzienlijk lager uitvallen.

Huishoudens met aanzienlijke elektrificatie gaan meer betalen, maar deze stijging kan beperkt blijven door te reageren op de tariefprikkel

Zoals al bleek uit de analyse van het modale huishouden, nemen de netwerkkosten over het algemeen toe wanneer huishoudens vergaande stappen zetten richting elektrificatie. Een 2-onder-1-kapwoning met een hybride warmtepomp en een elektrische auto gaat (ondanks acht zonnepanelen) met een tijdgebonden kWh-tarief inderdaad aanzienlijk meer betalen. Bij een gelijkblijvend verbruiksprofiel stijgen de netwerkkosten tot **€ 874,-**/jaar. Tegelijkertijd heeft een dergelijk huishouden veel meer apparatuur tot zijn beschikking waarvan het verbruik naar andere momenten verplaatst kan worden. Indien dit huishouden zou reageren op de prijsprikkel, zouden zijn netwerkkosten aanzienlijk kunnen worden gereduceerd tot **€ 687,-**/jaar. Het loont voor deze huishoudens, die het net zwaar belasten, dus om hun gedrag aan te passen.

De netkosten van maximaal geëlektrificeerde woningen verdubbelen, maar deze huishoudens kunnen hun rekening sterk beïnvloeden

Hoewel maximale elektrificatie voor het overgrote deel van de huishoudens in 2030 nog zeer onwaarschijnlijk is, bekijken we ook het extreme geval waarin een huishouden volledig elektrificeert. De netwerkkosten van een vrijstaande woning met warmtepomp, twee elektrische auto's, twintig zonnepanelen en een thuisbatterij (10 kWh) verdubbelen tot **€ 1149,-**/jaar. Wanneer een dergelijk huishouden zijn verbruik- en laad/ontlaad-gedrag aanpast op het tijdgebonden kWh-tarief, dalen de netwerkkosten met meer dan 30% tot een bedrag van **€ 782,-**/jaar. Hoewel dit nog steeds aanzienlijk meer is dan het verwachte nettarief van €557,98/jaar, verbruikt dit huishouden met 9.647 kWh/jaar drie tot vier keer meer elektriciteit dan een gemiddeld huishouden en belast het huishouden het elektriciteitsnet daarmee ook aanzienlijk meer. Daarnaast heeft een volledig geëlektrificeerd huishouden geen aansluiting meer nodig op het gasnet.

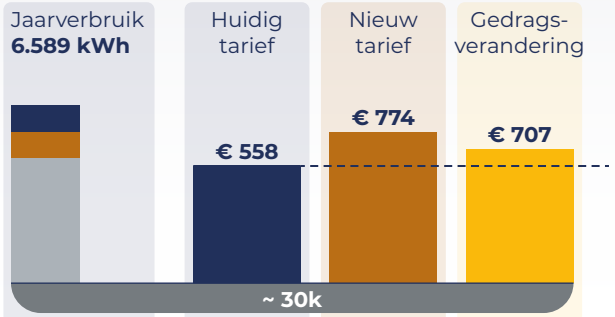
Zes voorbeeldhuishoudens

Bij het huidige nettarief, en het nieuw nettarief zonder en met gedragsverandering

Elektrische apparatuur | WP-ruimte | Hybride WP-ruimte | WP-water | EV thuis

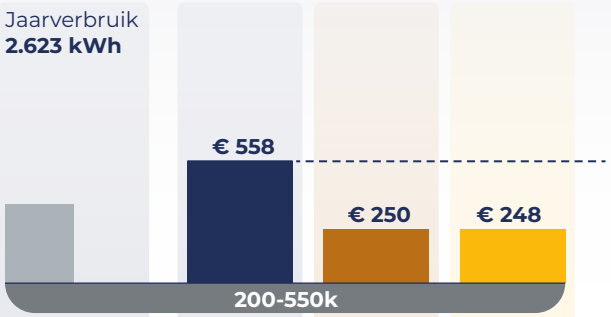
Kwetsbaar huishouden

Een huishouden met een relatief **hoog elektriciteits-verbruik**, maar met **beperkte mogelijkheden** om gedrag te veranderen. Hoge elektriciteitskosten door medische apparatuur, een hybride warmtepomp en een kleine EV.



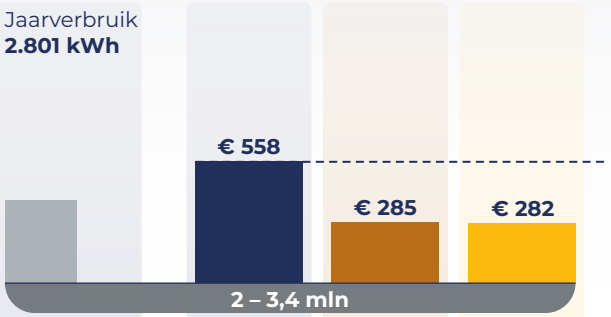
Appartementeigenaar

Een eenpersoons huishouden in een **appartement**. Het huishouden is aangesloten op een **warmtenet**. De appartement eigenaar heeft een EV, maar laat deze op aan een publieke laadpaal voor hun huis.



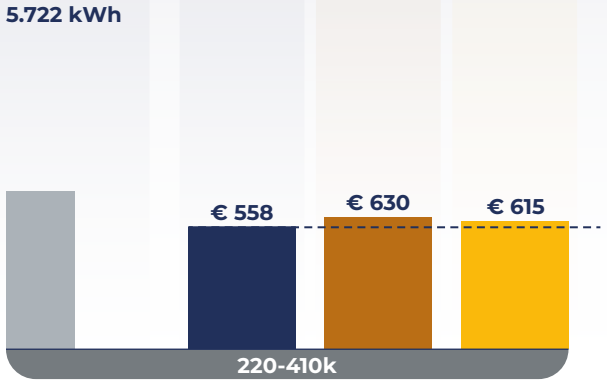
Modaal huishouden

Een modaal huishouden in **rijwoning** uit de jaren 70. Het huishouden heeft een HR-ketel voor verwarming.



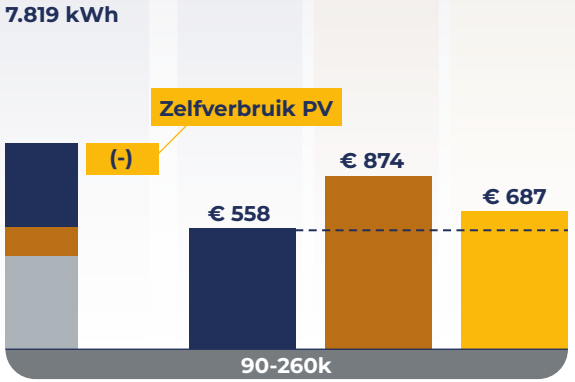
Een huis vol

Een gezin van vier kinderen in een **typische eengezins-woning** uit de **jaren 80**. Het huishouden maakt gebruik van een HR-ketel voor verwarming.



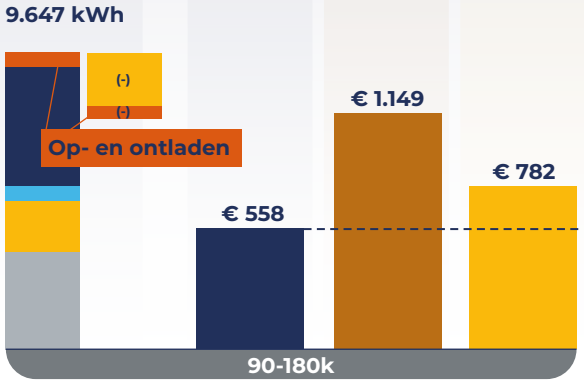
Duurzaamheidsambitie

Een gezin wonend in een 2-onder-1 kap nieuwbouw-woning, met al **vergaande stappen in verduurzaming**. Met een hybride warmtepomp, een EV en een set van 8 zonnepanelen.



Maximale elektrificatie

Een vrijstaande woning met een **zeer hoog elektriciteits-verbruik**. Een vrijstaande woningen met een full-electric warmtepomp, twee EVs, 20 zonnepanelen en een thuis-batterij.



Figuur 7 **Zes voorbeeldwoningen met netwerkkosten onder het huidige tarief, het nieuwe tarief en met en zonder gedragsverandering. Tevens is het jaarlijkse elektriciteitsverbruik getoond, met een onderverdeling per apparaat (zie legenda rechtsboven).**

De totale kosten van warmtenetaansluiting verbeteren aanzienlijk, de elektriciteitsnetkosten voor een (hybride) warmtepomp veranderen beperkt ten opzichte van de klassieke cv-ketel

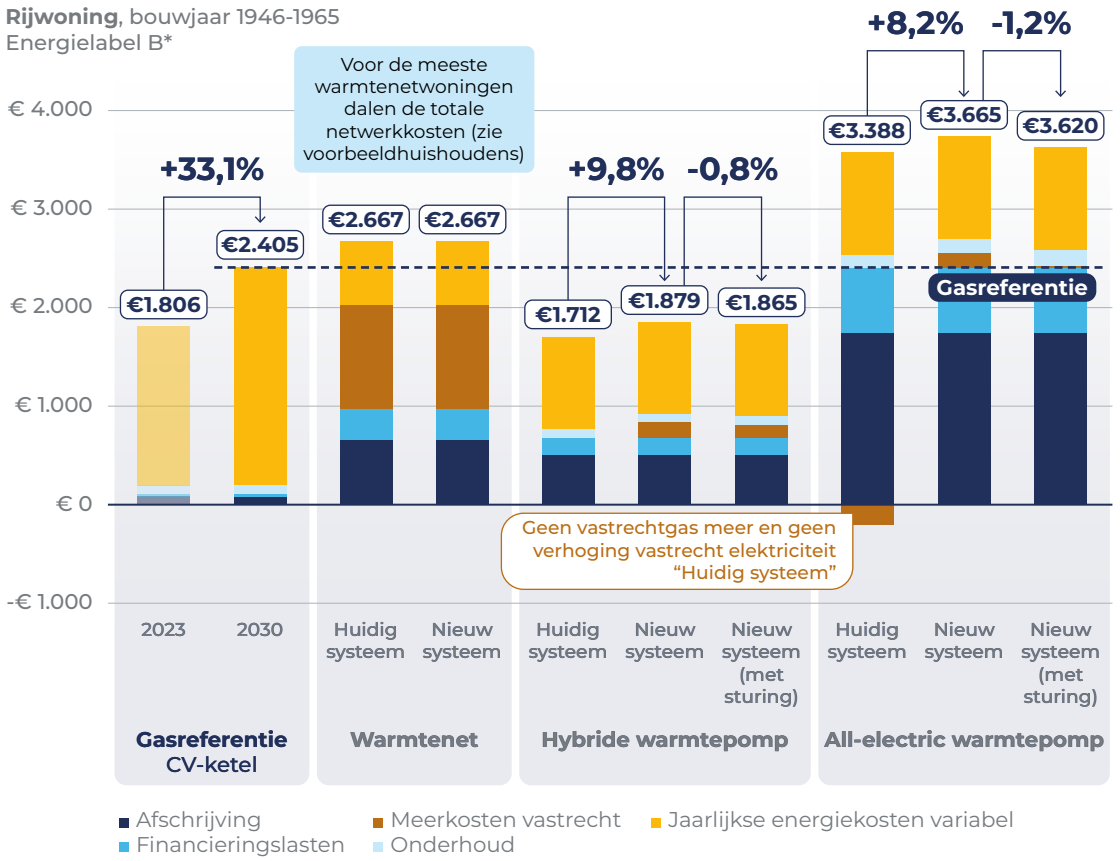
We onderzoeken het effect van het tijdgebonden kWh-tarief op de businesscase van verschillende duurzame verwarmingsinstallaties. Hiervoor kijken we naar de kosten over de levensduur van de verwarmingsinstallaties. Hierin worden afschrijving, financieringslasten, onderhoud, jaarlijkse variabele energiekosten en meerkosten voor vastrecht onder het huidige en het nieuwe stelsel meegenomen. De overstap van gas naar een warmtenet verandert de netwerkkosten voor elektriciteit en zodoende de businesscase niet. Wel lieten de voorbeeldhuishoudens zien dat warmtenetwoningen (vaak appartementen of stads-woningen) door laag elektriciteitsverbruik er op de totale netwerkkosten veelal sterk op vooruit gaan. Doordat de (hybride) warmtepomp elektriciteit in plaats van gas verbruikt, gaat de businesscase er met het nieuwe nettarief iets op achteruit; voor het uitgelichte rijtjeshuis hieronder met respectievelijk 9,8 en 8,2%. Slim sturen kan de stijging wat dempen met respectievelijk 0,8% en 1,2%.

Deze veranderingen zijn relatief klein en veranderen de businesscase in vergelijking met de referentie van een cv-ketel slechts beperkt. Voor dit type woning lijkt een hybride warmtepomp de meest voordelige keuze[26)].

Vergelijking van businesscases bij overstap naar duurzame warmtevoorziening

Totale kosten over levensduur (TCO), 2030

Voor vastrecht zijn de meerkosten t.o.v. gasreferentie en van huidig naar nieuw systeem getoond



Figuur 8 **Vergelijking van de businesscase over de totale levensduur van een verwarmingsinstallatie, onder het huidige netwerktarief en het nieuwe. Hierin zijn de afschrijving, financieringslasten, de meerkosten vastrecht (het verschil in netwerkkosten onder het huidige en nieuwe systeem), onderhoud en jaarlijkse variabele energiekosten meegenomen. De businesscase is afgezet tegen de gasreferentie in 2030.**

26) Voor elk woningtype, bouwjaar en energielabel geldt een andere businesscase. Zo is de businesscase voor een warmtenet bij appartementen doorgaans beter dan voor rijtjeshuizen. Het doel van dit figuur is de impact van de netwerkkosten op de businesscase uit te lichten.

Reflectie op een (tijdsgebonden) piekvermogentarief

Naar verwachting leidt een piekvermogentarief tot een soortgelijke verdeling van kosten over gebruikers. Er is geen reden om aan te nemen dat deze significant anders zal zijn dan in de bovenstaande analyse.

4.1.3 Begrijpelijkheid en risico's van tijdgebonden kWh-tarief

De begrijpelijkheid van een alternatief is altijd lager dan die van het huidige tariefstelsel

De elektriciteitsrekening is in het algemeen voor de meeste consumenten moeilijk te doorgronden. De meerderheid van de consumenten is zich er bijvoorbeeld mogelijk niet van bewust wat hun nettarief behelst. Omdat het momenteel een vast bedrag betreft, is het nettarief weinig complex en leven er daarom wellicht beperkt vragen over. Dit zal zeer waarschijnlijk veranderen wanneer het nettarief aangepast wordt naar een variabel bedrag gedurende de dag. Elk alternatief nettarief, zo ook een tijdgebonden kWh-tarief, zal een hogere complexiteit met zich meebrengen voor de consument[27].

Communicatie richting de consument moet gericht zijn op de motivering, de werking en het handelingsperspectief

Om een nieuw prijsstelsel succesvol te introduceren, is het belangrijk dat het goed uit te leggen is aan het bredere publiek om zo draagvlak te creëren, voldoende respons op de prijsprikkel te bewerkstelligen en ervoor te zorgen dat iedereen erop kan acteren. De nettariefstelsels in het buitenland laten zien dat consumenten tijdgebonden tarieven kunnen accepteren. Figuur 9 laat zien dat Nederland een uitzondering vormt in Europa.

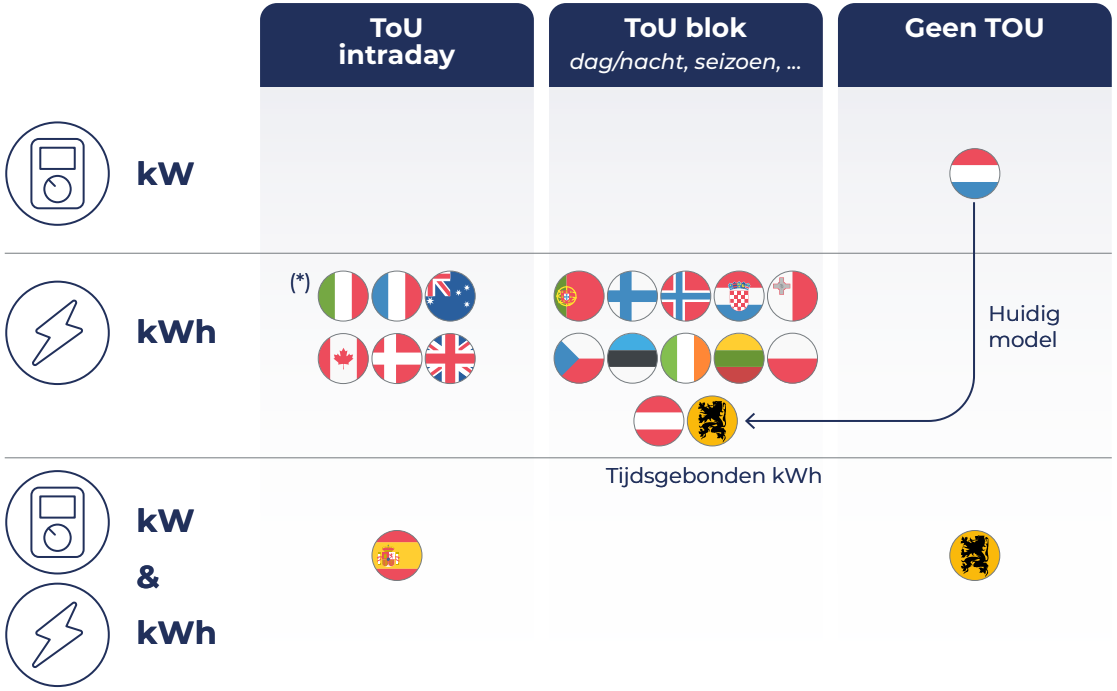
Op basis van ervaringen uit deze landen en de literatuur[28] blijkt dat in de uitleg aan de consument drie zaken zeer helder dienen te worden gemaakt: waarom het stelsel wordt ingevoerd, hoe het werkt, en hoe erop geacteerd kan worden.

Bij motivering voeren zaken als (toekomstige) betrouwbaarheid van het elektriciteitsnet, duurzaamheid en een rechtvaardige kostenverdeling de boventoon. De werking van het stelsel kan worden geduid met infographics, heldere energienota's en simulatie- of educatie-apps. Ook kan gebruik worden gemaakt van versimpelde gedragsregels zoals 'laad je auto als het even kan op in de nacht of rond het middaguur' of 'stel je was uit tot lunch- of bedtijd'. Voor handelingsperspectief van de consument is het van belang dat er in de aanloop van de invoering voldoende flexibiliteit is ontsloten, bijvoorbeeld door (slimme) stuurbaarheid van groot verbruikende elektrische apparaten (EVs, warmtepompen) te normeren.

27) Zie Hoofdstuk 5 voor de kwestie over hoe en door wie (voornamelijk) een nieuw stelsel uitgelegd zal moeten worden aan de consument.

28) Berenschot heeft in een (voor)onderzoek meerdere experts geïnterviewd, waaronder netbeheerders en toezichthouders uit andere Europese landen. Deze deelden ervaringen van hun eigen tariefstelsel en wijzigingen daarin. Tevens is er een literatuurstudie gedaan naar de gedragsverandering en demand response-programma's.

Netwerktarieven in andere, veelal Europese landen
Figuur uit onderzoek Fluvius



In de meerderheid van de Westerse landen geldt momenteel al een tijdgebonden time-of-use-tarief (ToU) dat tarifeert op kWh (& kW). Nederland vormt hierin een uitzondering.

ToU: Time-of-use, betreft tijdsgebonden nettarieven
Intraday: Uurtarieven, elk uur een andere prijs

Figuur 9 **Figuur aangepast vanuit het onderzoek van het Belgische Fluvius[29] naar de nettarieven in andere, veelal Europese landen. Binnen hun categorisering zou Nederland verschuiven naar een ToU-tarief op basis van kWh.**

29) Onderzoek naar Time-of-Use tarieven en injectie – december 2023 (Fluvius).

Automatisering bevordert gemak en begrip van een nieuw stelsel

Ook kan automatisering een grote bijdrage leveren aan het gemak van acteren op een tijdgebonden kWh-tarief. Hoewel automatische aansturing momenteel nog beperkt is, worden vooral de grote energievragers, zoals (hybride) warmtepompen, steeds vaker uitgerust met de mogelijkheid om ze te programmeren. De invoering van een alternatief nettarief zal een extra stimulans geven aan de markt om aanstuurbaarheid van apparatuur verder te ontwikkelen.

Aanvullend kan dit versneld ontsloten worden door te sturen op standaardisering en normering. Dergelijke automatische aansturing maakt het voor een consument aanzienlijk makkelijker om in te spelen op variabele nettarieven.

Geëlektrificeerde huishoudens lopen een groter risico op een hoge rekening en verdienen dus extra aandacht

Wanneer het nieuwe nettarief niet goed begrepen wordt, kan dit leiden tot een hogere elektriciteitsrekening dan wanneer het nieuwe nettarief wel begrepen wordt én erop geacteerd wordt. Voor het merendeel van de huishoudens zal dit echter een beperkt verschil betreffen. Bovendien valt voor hen de energierekening vaak lager uit dan met het huidige stelsel het geval zou zijn. Zoals de casuïstiek laat zien in figuur 7, zijn het vooral de ver-geëlektrificeerde huishoudens waar de rekening hoog kan uitvallen in het geval er niet geacteerd wordt. Deze groep, eigenaren van woningen uitgerust met (hybride) warmtepompen en EV, zullen dus extra aandacht moeten krijgen in termen van educatie en voorlichting.

De voorspelbaarheid van netwerkkosten neemt af en brengt met name voor huishoudens met een laag inkomen risico's met zich mee

Door de netwerkkosten afhankelijk te maken van verbruik neemt de voorspelbaarheid van de kosten af. In een koude winter zullen huishoudens met hogere netwerkkosten eerder geconfronteerd worden dan in een warme winter. Hoewel de netwerkkosten voor de meeste huishoudens afnemen (en met name voor lage inkomens) ten opzichte van de netwerkkosten in 2030 onder het huidige stelsel, vormt deze onvoorspelbaarheid toch een risico voor met name huishoudens met een laag inkomen. Dit risico is momenteel ook al

aanwezig in de component van de leveringstarieven. Verbruik is altijd een onzekere factor en wordt door veel energieleveranciers afhankelijk van historisch verbruik en type woning vooraf ingeschat en vaak gemiddeld over het jaar. Een soortgelijke aanpak kan helpen om de risico's van fluctuerend verbruik en daarmee gepaard gaande onvoorspelbare kosten te mitigeren.

Reflectie op een (tijdsgebonden) piekvermogentarief

Piekvermogentarief: naar verwachting scoort een piekvermogentarief, met een gemiddelde maandpiek, soortgelijk op complexiteit voor kleinverbruikers. Aan de ene kant kan afrekenen op een vermogen (kW) iets complexer zijn dan afrekenen op een verbruik (kWh), omdat er dan twee grootheden op de energierekening zullen verschijnen (zowel kWh als kW). Anderzijds rekent dit tariefstelsel, in tegenstelling tot het tijdgebonden kWh-tarief, maar met één tarief (€/kW) en bestaan er dus niet meerdere tarieven over een dag. Ook voor deze variant zou gebruik van communicatiemiddelen (apps, voorlichtingscampagnes, versimpelde nota's etc.) van groot belang zijn voor het creëren van begrip bij de consument. Bovendien zorgt automatisering en slimme apparatuur voor meer (passief) handelingsperspectief.

Tijdgebonden piekvermogentarief: een tijdgebonden piekvermogentarief, met een gewogen gemiddelde maandpiek, combineert twee sturingsprincipes (tijd en piekvermogen). Hierdoor wordt het tarief intrinsiek complexer dan een 'pure' tariefvariant zoals het tijdgebonden kWh-tarief of het piekvermogentarief. Dit wordt geïllustreerd door een voorbeeld uit Spanje, waar recentelijk een combinatievariant is ingevoerd. Daar blijkt dat men het stelsel beperkt begrijpt. Vooral twee prijzen, de ene voor levering op volume (kWh) en de ander voor netwerk op vermogen (kW) die ook nog eens variëren in de tijd, blijkt erg complex. Het is te verwachten dat dit voor een tijdgebonden piekvermogentarief ook het geval zou zijn.

4.2 Impact op de businesscase publieke laadpalen

Het voorgestelde tariefstelsel zou niet alleen gaan gelden voor huishoudens, maar voor alle aansluitingen kleiner dan 3x80 ampère. Hieronder vallen ook publieke laadpalen. We onderzochten hoe de businesscase van publieke laadpalen verandert tussen het huidige en het nieuwe tariefstelsel, zonder en met slim laden. Er is gekeken naar 25 individuele publieke laadpaalprofielen over een jaar, met twee oplaadpunten per laadpaal[30].

Door het tariferen van verbruik (kWh) in de netwerkkosten verbetert de businesscase van weinig-gebruikte publieke laadpalen aanzienlijk. De businesscase voor veelgebruikte (reeds renderende) laadpalen verslechtert echter. Tot slot kunnen kostenbesparingen worden gerealiseerd door een slim laden-functionaliteit te richten op de netwerktarieven; ook binnen het beperktere aantal uren aan de lader ten opzichte van thuisladers.

4.2.1 De businesscase van publieke laadpalen wordt voor exploitatiebeheerders sterk afhankelijk van de mate van gebruik

Onder het nieuwe tariefstelsel is de impact op publieke laadpalen sterk afhankelijk van de mate van gebruik. De netwerkkosten zijn nu immers naast tijds- ook volume-afhankelijk (per kWh). Hierdoor is een grote spreiding te zien in de netwerkkosten tussen de individuele doorrekenende laadpaalprofielen, variërend tussen de € 289,- en tot € 1.505,- per jaar (bij twee laadpunten per paal). Gemiddeld gezien stijgen de netwerkkosten (zonder slim laden gericht op de netwerktarieven) met 7,3%. Voor weinig-gebruikte laadpalen is het gunstig dat er geen vast netwerktarief wordt gerekend, omdat daarmee de vaste component van het huidige tarief afneemt. Dit verbetert het perspectief voor het faciliteren van laadinfrastructuur in dunbevolkte gebieden. Voor veelgebruikte laadpalen stijgen echter de netwerkkosten. Daarentegen renderen deze laadpalen überhaupt al beter.

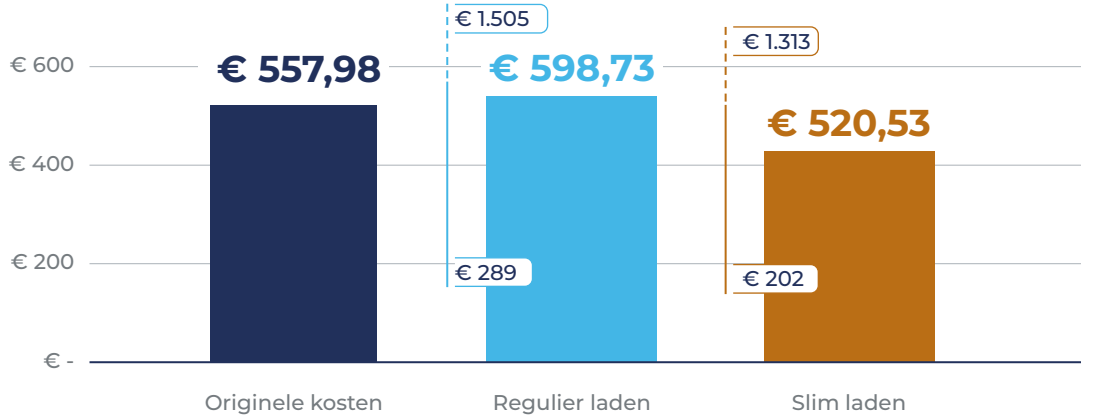
Nieuw tariefstelsel maakt het aanbieden van slim laden financieel aantrekkelijker

Tevens is er gekeken naar het effect van slim laden voor publieke laadpalen. Voor deze modellering is een beperktere ruimte voor verbruiksverschuiving verondersteld dan voor

30) Deze profielen zijn gegenereerd door middel van de profielengenerator van ElaadNL.

thuislaadpalen. Zo wordt er in de publieke laadpaalprofielen van ElaadNL bijvoorbeeld vaker overdag (en minder 's nachts) geladen en zijn de oplaadcycli waarbinnen kan worden geschoven doorgaans korter. Desondanks kunnen slimme publieke laadpalen een deel van het verbruik schuiven naar de goedkopere uren van de middag. Dit resulteert in een gemiddelde kostenreductie van 18%.

Netwerkkosten publieke laadpalen
2 charging points, 2030
o.b.v. 25 laadpaal profielen van Elaad



Figuur 10 **De netwerkkosten voor een exploitant van publieke laadpalen onder het huidige stelsel in 2030, en onder het nieuwe stelsel, zonder en met slimme sturing. Gebaseerd op 25 profielen van ElaadNL31, met twee oplaadpunten per laadpaal.**

Reflectie op piekvermogentarief

Een (tijdsgebonden) piekvermogentarief is bij een publieke laadpaal lastig door te rekenen aan een specifieke klant. Wanneer een andere klant eerder die maand al op een hoog vermogen heeft opgeladen, is de nieuwe piek niet meer aan de nieuwe klant toe te rekenen. Dit resulteert er waarschijnlijk in dat de hogere kosten verdeeld zullen worden over alle klanten en er dus geen prikkel meer bestaat om op laag vermogen/ slim te laden. Wellicht zijn er mogelijkheden vanuit de aanbieder richting de klant om dit te verhelpen (bijvoorbeeld korting bij slim laden-functionaliteit met begrenzing).

4.3 Impact op niet-huishoudelijke kleinverbruikers

Een alternatief tariefstelsel voor kleinverbruik zou gaan gelden voor alle aansluitingen met een aansluitwaarde tot en met 3x80 ampère. De meeste huishoudens maken gebruik van aansluitingen tot 3x25 ampère en vormen met 90% de grote meerderheid van alle aansluitingen binnen het segment kleinverbruikers. De overige niet-huishoudelijke aansluitingen zijn veelal in gebruik door het midden- en kleinbedrijf (mkb), maar ook door overheidspartijen, onderwijs-, sport- en cultuurinstellingen (zie Bijlage 4). Omdat het daarbij vaker om grotere aansluitingen gaat dan die van huishoudens, vertegenwoordigen zij toch nog zo'n 15% van het totale elektriciteitsverbruik van alle kleinverbruikers.

Daarom zou het goed zijn om ook voor het niet-huishoudelijke aansluitingen in beeld te hebben wat het effect van een alternatief nettarief zou zijn. Dit wordt echter bemoeilijkt door 1) de grote variëteit aan en 2) een gebrek aan inzicht in casuïstiek ten aanzien van elektriciteitsverbruik en -profielen binnen deze groep. Om toch een inschatting te kunnen maken van de impact voor niet-huishoudelijke aansluitingen hebben we een analyse gedaan op het type verbruikers waaruit deze groep bestaat, door hen in te delen op basis van typisch verbruiksmomenten (zie Bijlage 4). Op basis van deze indeling hebben we vijf verbruiksprofielen gesimuleerd, voor welke we doorrekenen wat de financiële consequenties zijn van de voorgestelde tariefrichting.

4.3.1 Casuïstiek voor niet-huishoudelijke aansluitingen

De voorgestelde tariefrichting pakt zeer verschillend uit voor typen niet-huishoudelijke aansluitingen. De omslag van een vermogens- (kW) naar verbruikstarief (kWh) bevoordeeld inherent relatief klein verbruik binnen hun aansluiting. Vooral niet-huishoudelijke klanten met (moeilijk verschuifbare) avondpieken ondervinden negatieve financiële effecten. Ochtend- en middagpiekende bedrijven profiteren juist van de daluren.

Gesimuleerde profielen laten zien hoe het nieuwe tarief positief kan uitpakken voor ochtend- en overdagpiekende aansluitingen, maar voor vlakke profielen, nachtpieken en met name avondpieken negatief

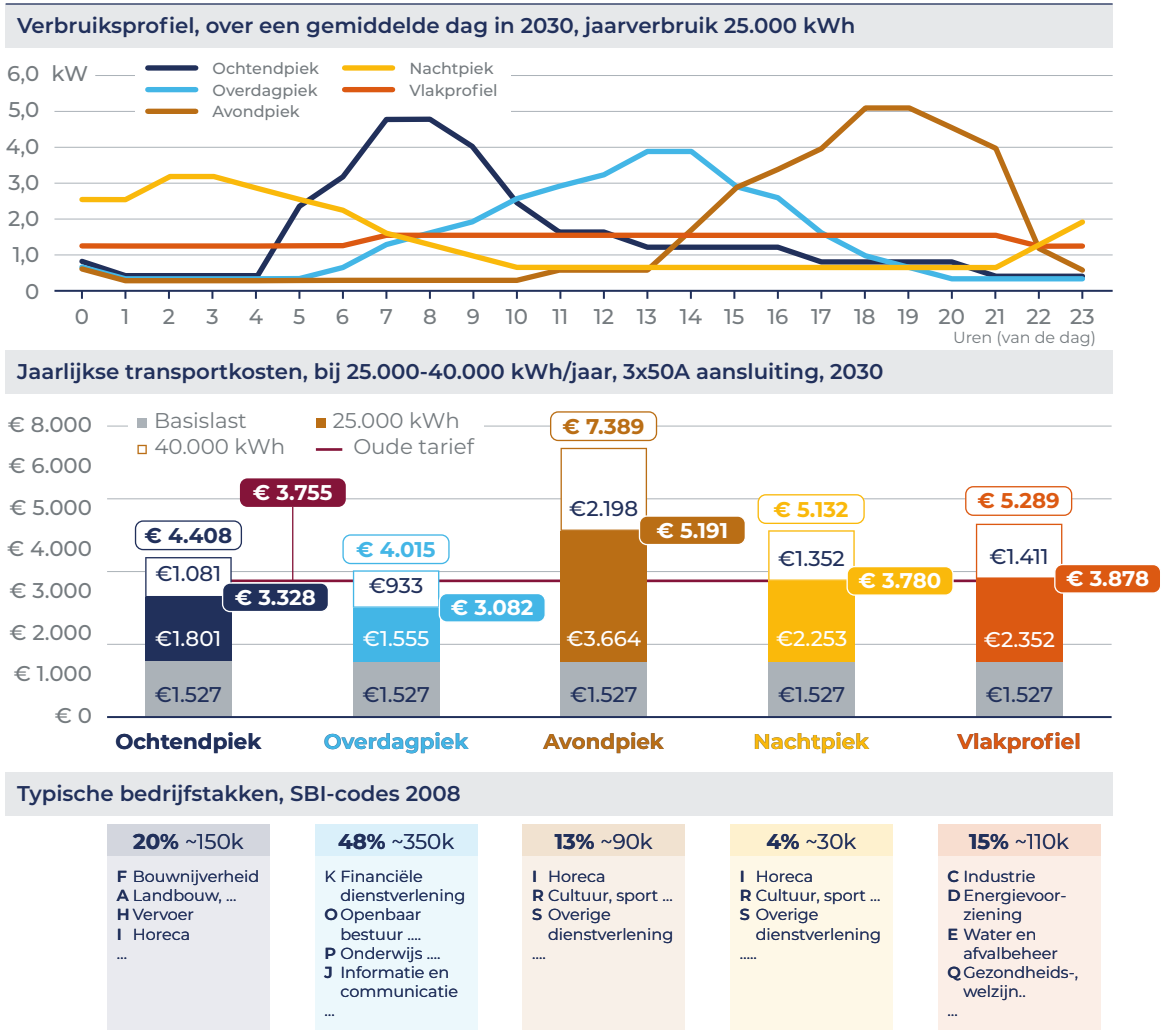
Om ondanks de grote variëteit aan niet-huishoudelijke aansluitinge, toch inzicht te kunnen bieden in de impact van het tijdgebonden kWh-tarief op deze groep, hebben we een verdeling gemaakt naar vijf typen verbruiksprofielen. Deze gesimuleerde profielen variëren met een 'ochtendpiek', 'overdagpiek', 'avondpiek', 'nachtpiek' of een 'vlak profiel' (Figuur 11, bovenste paneel). Bijlage 3 toont op basis van sbi-codes een inschatting van de verdeling niet-huishoudelijke aansluitingen over deze vijf typen verbruiksprofielen.

Voor aansluitingen met een doorlaatwaarde groter dan 3x25 ampère hanteren we hetzelfde prijsprofiel, maar een grotere waarde voor de basislast (een vertaling van het tijdgebonden kWh-tarief naar aansluitingen met een grotere doorlaatwaarde staat beschreven in Bijlage 4). Figuur 11 toont in het middelste paneel hoe deze profielen zich vertalen naar transportdienstkosten onder het tijdgebonden kWh-tarief. Hierbij worden in het staafdiagram voor elk profiel een gemiddeld en een hoog verbruiksscenario getoond (verbruik van 25.000 kWh en 40.000 kWh per jaar bij een aansluiting van 3x50 ampère en bijbehorende basislast). De rode lijn toont het tarief dat voor deze aansluiting zou worden betaald bij het huidige tariefstelsel. Tot slot toont Figuur 11 een aantal typische bedrijfstakken die een dergelijk verbruiksprofiel hebben (onderste paneel).

Het gehanteerde prijsprofiel beprijst de doorgaans hoge netbelasting van huishoudens in met name de avond en stimuleert verbruik in de middag en diep in de nacht. Het alternatieve nettarief is zodoende naar verwachting voordeliger voor klein-zakelijke aansluitingen met verbruik in de daluren. Dit komt overeen met onze analyse waarin verbruiksprofielen met

Verbruiksprofielen, netwerkkosten en typische bedrijfstakken

Voor de gegenereerde profielen



Figuur 11 **Verbruiksprofielen, transporttarieven en typische bedrijfstakken van een vijftal gegenereerde profielen van klein-zakelijke aansluitingen. Voor vijf gesimuleerde profielen is berekend hoe het tijdgebonden kWh-tarief uitpakt bij twee verschillende jaarverbruiken (25.000 kWh en 40.000 kWh). Het onderste paneel geeft een inschatting van typische bedrijfstakken die onder de vijf typen verbruiksprofielen zouden passen.**

een ochtend- en overdagpiek er bij een gemiddeld verbruik op vooruit gaan. Bij een hoog verbruik gaan zij meer betalen. Deze twee categorieën omvatten gezamenlijk het grootste deel van de niet-huishoudelijke aansluitingen: ±500k klein-zakelijke aansluitingen en ±68% van het totaal (zie figuur 11). Hierbij kan gedacht worden aan bouwbedrijven, overheden, onderwijsinstellingen en kantoorbanen zoals zakelijke dienstverlening, ICT en communicatie.

‘s Nachts piekende en vlakke verbruiksprofielen blijven bij gemiddeld verbruik ongeveer hetzelfde betalen als bij het huidige tariefstelsel in 2030 het geval zou zijn. Bij hoger dan gemiddeld verbruik gaan zij er echter al snel op achteruit, waarbij de grootte van dit effect afhankelijk is van het jaarverbruik. Deze twee verbruiksprofielen representeren naar schatting ±140k klein-zakelijke aansluitingen en 19% van het totaal. Het betreft typisch (kleine) industrie en maakbedrijven, energievoorzieningsbedrijven, water- en afvalbeheer en gezondheidszorg.

Profielen met een sterke avondpiek zullen echter vrijwel zeker een negatief financieel effect ondervinden van het nieuwe nettarief, doordat zij met name verbruiken tijdens de duurste uren. Dit kan, afhankelijk van het verbruik, tot aanzienlijk hogere transportkosten leiden. Bij hoog verbruik kan dit oplopen tot een verdubbeling van de transportdienstkosten. Het gaat binnen deze groep naar schatting om ±90k klein-zakelijke aansluitingen en 13% van het totaal. Typische avondverbruikers zijn bijvoorbeeld horeca, sportverenigingen en de kunst- en cultuursector. In hoeverre gedragsverandering mogelijk is of wat voor verlichting oplossingen als opslag(batterijen) kunnen bieden om verbruik te verplaatsen is niet onderzocht.

4.3.2 Wat betekent dit voor niet-huishoudelijke aansluitingen?

De diversiteit en het gebrek aan informatie over klein-zakelijke aansluitingen bemoeilijkt het duiden van de impact. In de detailuitwerking dient meer aandacht te worden besteed aan de effecten van een alternatief nettarief voor niet-huishoudelijke aansluitingen. Dit is van belang voor zowel het ontwerpen van de tariefrichting, als voor het mogelijk bijsturen van onredelijke effecten.

De impact van het voorgestelde nettarief op niet-huishoudelijke huishoudens varieert sterk per bedrijfstak

Uit bovenstaande analyse blijkt de heterogeniteit van de groep klein-zakelijke aansluitingen, in tegenstelling tot de relatief homogene groep huishoudens. Hierdoor is de impact van de voorgestelde tariefrichting dan ook zeer uiteenlopend en afhankelijk van sectorspecifieke factoren zoals omvang van verbruik, moment van afname, huidige aansluiting en potentie voor verbruiksverschuiving. Dit bemoeilijkt een algemene duiding van de impact voor deze groep. Onze verwachting is dat de impact op specifieke bedrijfstakken hoog kan zijn, omdat zij bijvoorbeeld op dure momenten typisch een hoog verbruik hebben dat bovendien een lagere flexibiliteit kent dan bij huishoudens: een restaurant kan avondverbruik waarschijnlijk beperkter verschuiven dan een huishouden dat een auto thuis laadt. In de uitwerking van de tariefrichting zouden daarom in meer detail gekeken moeten worden naar de sectoren die een grotere kans lopen op grote impact van deze tariefrichting. Hierbij kan bijvoorbeeld gericht onderzocht worden wat de impact en het handelingsperspectief is voor groepen met een typisch ‘avondpiek’-profiel.

Impact waarschijnlijk overwegend positief voor meerderheid klein-zakelijke klanten; impact voor bedrijven met avondpiek nadelig

De impactanalyse laat zien dat de financiële impact van het voorliggende nettarief voor bedrijven met een gemiddeld verbruik en een ‘ochtend’ en ‘overdag’-piek gunstig zal uitvallen en voor bedrijven met een ‘vlak’ en ‘nacht’-profiel neutraal. Tegelijkertijd zullen binnen deze groepen de bedrijven met een gemiddeld hoog verbruik juist in het algemeen meer gaan betalen. Dit is in die zin in lijn met de wens om het nieuwe nettariefstelsel kostenreflectiever te maken. Gezamenlijk vormen deze bedrijven een ruime meerderheid van de klein-zakelijke aansluitingen (±87%). De impact zal dus waarschijnlijk overwegend positief zijn. Een uitzonderingsgroep wordt gevormd door de bedrijven met een typische ‘avond’-piek: deze bedrijven zullen hun netwerkkosten naar alle waarschijnlijkheid flink zien stijgen. Omdat hun bedrijfsvoering typisch in de avonduren plaatsvindt, is het naar alle waarschijnlijkheid slechts in beperkte mate mogelijk om vraag te verschuiven. Zodoende zal voor deze groep bedrijven (±13%) de impact van het voorliggende nettarief financieel ongunstig uitpakken.

Er is onvoldoende informatie beschikbaar over klein-zakelijke aansluitingen

Casuïstiek van daadwerkelijke (geanonimiseerde) verbruiksprofielen kan meer inzicht bieden in de impact op specifieke klein-zakelijke aansluitingen. Verbruiksprofielen voor klein-zakelijke klanten zijn echter nauwelijks voorhanden (zie Bijlage 4 voor enkele voorbeelden). Ook de regionale netbeheerders hebben hier weinig tot geen inzicht in, wat het inschatten van de impact van een alternatief nettarief bemoeilijkt. Deze analyse is dan ook een eerste inschatting. We adviseren de netbeheerders om na te denken over het ontsluiten van data van kleinverbruikers voor onderzoeksdoeleinden zoals bijvoorbeeld van klant-specifieke verbruiksprofielen op laagspanningsniveau. In de detailuitwerking dient meer aandacht te worden besteed aan het verkrijgen van daadwerkelijke (geanonimiseerde) verbruiksprofielen bijvoorbeeld door deze uit te vragen. Wanneer profielen niet beschikbaar zijn dan is het van belang het verkrijgen van deze te agenderen.

4.3.3 Aanbevelingen

Beschouw in de detailtuitwerking de verschillende methodes voor het bepalen van de prijsreeksen

In bovenstaande analyse is voortgebouwd op de prijsreeksen die zijn gehanteerd voor huishoudens. Omdat deze groep zowel in aantallen als in verbruik de meerderheid van alle kleinverbruiksaansluitingen behelst, en daarmee ook voor een groot deel de kosten draagt, vormt dit voor een eerste impactanalyse een logische keuze. Om binnen elke aansluitcategorie dezelfde kosten te verdelen als onder het huidige stelsel is daarom, zoals toegelicht in Bijlage 4, de basislast voor de hogere aansluitcategorieën opgehoogd. Vanuit het oogpunt van regulering, is dit echter niet de meest logische keuze, omdat de rationale achter deze ophoging niet makkelijk te formuleren is. In de detailuitwerking zijn hiervoor ook andere routes mogelijk, zoals:

- Het opstellen van één en hetzelfde prijsprofiel voor alle aansluitingen onder 3x80 ampère, waarbij er geen differentiatie meer gemaakt wordt op basis van de aansluitcategorie (3x25 ampère, 3x35 ampère, etc.). Kort gezegd worden dan alle kleinverbruikinkomsten verdeeld over alle aansluitingen. Dit leidt tot een herverdeling van kosten onder de kleinverbruikers: naar verwachting zullen de kosten voor grotere kleinverbruikaansluitingen afnemen en die voor kleinere kleinverbruikaansluitingen toenemen. Dit heeft als nadeel dat, met het vervallen van de differentiatie tussen aansluitcategorieën in het transporttarief, ook de prikkel vermindert om voor een kleinere aansluiting te kiezen.

- Het opstellen van een eigen prijsprofiel per aansluitcategorie. Hierbij kunnen zowel vorm als hoogte van het profiel worden afgestemd op de netbelasting van de verschillende categorieën en daarmee mogelijk een nauwkeurigere prikkel geven. Deze optie resulteert echter in verschillende prijzen per kWh voor verschillende aansluitcategorieën. Dit is vanuit het oogpunt van regulering moeilijk te beargumenteren. Bovendien gaat het introduceren van verschillende profielen waarschijnlijk ten koste van de begrijpelijkheid voor de consument.

Deze routes kennen hun eigen voor- en nadelen, die daarom in een detailuitwerking overwogen moeten worden.

Onderzoek flankerend beleid om onwenselijke effecten te mitigeren

De intentie van het voorliggende nettarief is het aanmoedigen van vraagverschuiving naar momenten van lage netbelasting. Hierdoor ontstaat bovendien een evenredigere verdeling van kosten op basis van daadwerkelijke netbelasting. Dit heeft als gevolg dat sommige kleinverbruikers meer zullen gaan betalen en andere minder. Het is mogelijk dat er maatschappelijk ongewenste effecten optreden als gevolg van het alternatieve nettarief, zoals bijvoorbeeld in het geval van medische noodzaak. Daarom adviseren wij om te verdiepen op welke effecten als ongewenst beschouwd kunnen worden en om hier mitigerend beleid op in te richten. Ook in de detailuitwerking van het nettarief zijn hier mogelijkheden in, zoals het aanpassen van een eventuele basislast.

Reflectie op (tijdsgebonden) piekvermogentarief

Naar verwachting kan een (tijdsgebonden) piekvermogentarief (kW) wezenlijk anders uitpakken dan het tijdgebonden kWh-tarief voor verschillende bedrijven met een kleinverbruikaansluiting. De vermogens- en verbruiksprofielen van niet-huishoudelijke aansluitingenzijn veel heterogener dan bij huishoudens. Relatief grote verbruikers binnen hun aansluitingscategorie met een vlak verbruiksprofiel, zoals volcontinue processen op laag vermogen, betalen aanzienlijk minder onder een piekvermogentarief dan kleinverbruikende bedrijven met een incidentele piekvraag en vice versa.

HOOFDSTUK 5

Implicaties voor uitvoerders, de toezichthouder en de politiek

In- en uitvoering van een nieuw tariefstelsel vraagt wat van de betrokken stakeholders. Energieleveranciers verwachten meerkosten, met uiteenlopende schattingen medeafhankelijk van hun klantenbestand, klantenservice en IT-infrastructuur. Ook uiten zij zorgen over het kunnen blijven voldoen aan hun rol binnen het leveranciersmodel. Vanuit de politiek zijn aanpassingen nodig in het wetgevend kader rondom privacy en slimme meter-data. De netbeheerders dienen onder andere IT- en communicatie-infrastructuur uit te breiden en de inkomstenzekerheid neemt af, waar ook de toezichthouder rekening mee moet houden. De invoering van een nieuw stelsel duurt daarom al snel vier tot zes jaar om voor te bereiden en om te komen tot (markt)afspraken.

5.1 Leveranciers zullen als mede-uitvoerder additionele kosten maken

De meeste energieleveranciers verwachten meerkosten voor het in- en uitvoeren van een tijdgebonden kWh-tarief. Zij zijn door het leveranciersmodel (zie kader bij paragraaf 5.2) verantwoordelijk voor communicatie met en facturatie aan de klant. Hun inschatting van de meerkosten van een alternatief nettarief lopen uiteen per leverancier en zijn mede-afhankelijk van het klantenbestand en de al aanwezige IT-infrastructuur. Veel leveranciers maken zich zorgen over het kunnen voldoen aan hun verplichtingen onder een tijdgebonden kWh-tarief vanwege de beperkte inzage in de meetgegevens van klanten, waardoor zij eventuele vragen niet kunnen beantwoorden. Door de verhoogde complexiteit en beperkte mogelijkheden voor leveranciers om klanten inzicht te bieden zou dit gepaard kunnen gaan met een afbreukrisico voor leveranciers. Leveranciers verwachten dan ook een toename in klantvragen, klachten en geschillen.

Leveranciers verwachten meerkosten voor het in- en uitvoeren van het nieuwe tariefstelsel

Sinds de invoering van het leveranciersmodel (zie kader bij paragraaf 5.2), zijn leveranciers het aangewezen aanspreekpunt voor de consument en zijn zij verantwoordelijk voor de facturatie van de gehele energierekening, inclusief alle energiekosten vanuit de overheid, leverancier en netbeheerder. Een nieuw tariefstelsel verandert en verbreedt mogelijk hun activiteiten binnen deze rol. Leveranciers verwachten meerwerk en hogere kosten door een toename in klantencommunicatie en -service, noodzaak tot meer afstemming en berichtenverkeer met netbeheerders en het moeten aanpassen van IT-systemen en opschalen van dataopslag.

Het Nieuwe Marktmodel (NMM) voor de energiemarkt, sinds augustus 2013

Door de invoering van het Nieuwe Marktmodel (MM) verviel het netbeheerdersmodel en werd het leveranciersmodel landelijk doorgevoerd. Een belangrijk doel was het eenvoudiger maken van de energierekening voor de consument. Sindsdien ontvangt de consument slechts één nota en is de leverancier het belangrijkste aanspreekpunt. Ook is de leverancier verantwoordelijk voor het debiteuren risico en het afhandelen van de meterstanden. Netbeheerkosten worden periodiek afgedragen aan de netbeheerders.

Om dit te verwezenlijken is tevens een capaciteitstariefcode (CAPTAR) en Centraal Aansluitingen Register (C-AR) opgezet. Door de CAPTAR heeft elke aansluiting een code op basis van de aansluitingscapaciteit. De leverancier kan de netbeheerkosten voor elk huishouden berekenen door het dagtarief van de code te vermenigvuldigen met het aantal dagen dat het huishouden bij hen klant is geweest in het afgelopen jaar. Het C-AR slaat centraal (stam)gegevens op van aansluitingen (zoals persoonsgegevens, contracten, verbruik) waar o.a. netbeheerders en leveranciers in verschillende mate toegang toe hebben. Door het C-AR wordt voor elke aansluiting centraal opgeslagen welke leveranciers deze belevert om discrepanties te voorkomen.

Inschatting meerkosten lopen uiteen tussen leveranciers

Aan een representatie van leveranciers is gevraagd een eerste, grove inschatting te maken van de verwachte meerkosten[31]. Deze inschattingen lopen sterk uiteen per leverancier. Zo geven sommigen aan reeds over de benodigde IT-infrastructuur te beschikken en hun klantenservice te hebben ingericht op dynamische leveringstarieven. Dergelijke leveranciers verwachten dan ook (zeer) beperkte meerkosten. Andere leveranciers, die veelal bredere klantenprofielen bedienen, voorzien grotere meerkosten. Over de breedte is duidelijk dat de structurele uitvoeringskosten groter zijn dan de invoeringskosten.

Voor de invoering van het tijdgebonden kWh-tarief wordt aan eenmalige meerkosten voor de energieleveranciers gemiddeld € 0,92 per klant verwacht[32], voor bijvoorbeeld het opzetten van IT-systemen en het komen tot (markt)processen. Dit vertaalt zich naar circa € 8,3 miljoen euro voor alle huishoudens[33]. Gemiddeld gezien verwachten leveranciers binnen iets minder dan een jaar het stelsel te kunnen invoeren, met risico's op uitloop, mede-afhankelijk van ontwerp- en inrichtingskeuzes.

Structureel wordt gemiddeld € 1,14 per klant per jaar aan extra kosten voor de leveranciers verwacht[14]. De eerste jaren zijn de kosten hoger door extra klantvragen rondom de wijziging. Structureel is er meer afstemming nodig met de netbeheerder in het versturen en controleren van meetgegevens en het verrekenen van disputen.

Leveranciers hebben zorgen over hun roluitvoering onder het nieuwe stelsel

Veel leveranciers hebben zorgen over het uitvoeren van het tijdgebonden kWh-tarief binnen hun wettelijke rol en machtigingen. De consument heeft enerzijds recht op uitleg van de energienota en is anderzijds beschermd door privacywetgeving voor gegevens(uitwisseling). Binnen het huidige wettelijke kader hebben leveranciers (en netbeheerders) zonder expliciete toestemming maar beperkt en periodiek toegang tot meterdata. Leveranciers verwachten dat zij hier ook niet toe gemachtigd zullen worden. De leverancier zou in dat geval moeten afstemmen met netbeheerders. Een aantal leveranciers bepleit daarom het heroverwegen van het leveranciersmodel[34]. Daarnaast verwachten leveranciers een toename in betalingsachterstanden vanwege een afname in de voorspelbaarheid van het termijnbedrag, doordat dit moeilijker op voorhand in te schatten is.

Waar huishoudens met een dynamisch contract hier al mee te maken hebben, zal dat voor veel huishoudens met een vast contract een grote overgang zijn, al zijn ook zij al wel gewend aan eindejaarcorrecties op de vooraf geschatte termijnbedragen.

31) Deze informatie is door leveranciers afzonderlijk met Berenschot gedeeld in volledige vertrouwelijkheid, met de afspraak dat deze data niet herleidbaar gebruikt kan worden binnen dit onderzoek. De aangeleverde informatie is gemiddeld over leveranciers, zodat deze onherleidbaar is.
32) Uitgaande van volledige marktafspraken bij invoering en geen nacalculatie richting klanten.
33) Uitgaande van de verwachte huishoudensgroei richting 2030 (Primos), exclusief inflatie en andere ontwikkelingen

34) Met ingang van de Energiewet is er een wettelijke grondslag voor het delen van e-mailadressen van leveranciers naar netbeheerders, waardoor directere communicatie mogelijk zou zijn. Voor het wijzigen van het leveranciersmodel zou dan ook een wetswijziging (van in ieder geval dezelfde wet) benodigd zijn.

5.2 Mogelijk impact op wet- en regelgeving

Voor het uitvoeren van tijdgebonden tarieven dient de netbeheerder of leverancier frequenter inzicht te verkrijgen in de meterstanden van individuele aangeslotenen. De nieuwe Energiewet biedt hier waarschijnlijk de mogelijkheid toe, maar de slimme meter zelf is niet verplicht (zie kader). Zodoende dient in het vervolgtraject onderzocht te worden of aanpassing van het tariefstelsel ook vraagt om aanvullende wijzigingen van wetgeving en beleid.

Wetgevend kader rondom slimme meter-gegevens(uitwisseling)

Rondom de tariefstelselwijziging zijn een aantal wettelijke kaders van belang. Allereerst genieten huishoudens privacyrechten vanuit de Algemene verordening gegevensbescherming (AVG of GDPR)[35),36)]. Deze Europese wetgeving dwingt de netbeheerders en leveranciers transparant en veilig om te gaan met het verzamelen, opslaan en verwerken van slimme meter-data.

De recent aangenomen nieuwe Energiewet (voorheen de Elektriciteitswet van 1998) maakt duidelijk voor welke doeleinden leveranciers en netbeheerders meterstanden mogen gebruiken[37)]. Zo ontvangt de energieleverancier van de netbeheerder één keer per dag de meterstanden (die de leverancier maximaal twee jaar mag bewaren). Alleen bij expliciete toestemming van de klant mag de energieleverancier de slimme meter vaker uitlezen (bijvoorbeeld per kwartier). Onder de nieuwe Energiewet mag de netbeheerder de slimme meter ten behoeve van het bepalen van de tarieven uitlezen[38)]. Bovendien leest de netbeheerder voor balanshandhaving wel standaard kwartierdata uit; de netbeheerder middelt deze informatie per marktpartij en netgebied zodat deze niet herleidbaar is naar individuele aangeslotenen. De slimme meter is echter niet verplicht en de consument kan de communicatiefunctionaliteit te allen tijde laten uitschakelen voor zowel de leverancier als de netbeheerder[39)].

Daarnaast heeft de Autoriteit Persoonsgegevens de Gedragscode Slim Netbeheer van Netbeheer Nederland goedgekeurd, als richtlijn om aan de AVG te voldoen[40)]. Volgens deze gedragscode kan een netbeheerder alleen slimme meter-data van (een) individuele klant(en) uitlezen en beoordelen bij bepaalde usecases zoals storingen en spanningsproblemen.

Het voorliggende tariefstelsel kent vanuit EU-wetgeving en -beleid geen harde belemmeringen[41)]. 'Tijdsbestekken gekoppelde nettarieven' kunnen worden ingevoerd, zolang ze voor de eindafnemer transparant, kostenefficiënt en voorzienbaar zijn. Dit blijkt ook uit de andere Europese landen die reeds tijdsgebonden nettarieven hebben ingevoerd (zie figuur 9). Ook heeft de Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) de nationale toezichthouders (zoals ACM) opgeroepen tot het onderzoeken van 'time-of-use'-signalen[42)].

5.3 Een tariefstelselwijziging vraagt om investeringen van netbeheerders

Ook voor de netbeheerders vraagt een tariefstelselwijziging om investeringen voor in- en uitvoering. Zo dient de netbeheerder bijvoorbeeld infrastructuur te realiseren voor het op een dergelijk grote schaal uitlezen van slimme meters en opslaan van data, oplossingen te realiseren voor niet-uitleesbare slimme meters, een methodiek te ontwikkelen voor jaarlijkse nettariefvoorstellen aan de ACM, en het centrale proces voor periodieke afdrachten samen met leveranciers aan te passen. De invulling van met name deze laatste taken is mede-afhankelijk van de uiteindelijk gemaakte marktafspraken.

35) De AVG in het kort.
36) Slimme energiemeter (AP).
37) De nieuwe Energiewet.
38) De nieuwe Energiewet, artikel 4.9 lid 1.
39) Slimme meters helpen bij het balanceren van het net MFFBAS.
40) Gedragscode Slim Netbeheer.
41) Verordening (EU).
42) ACER Electricity network tariff report (2023).

De inkomstenonzekerheid bij netbeheerders neemt toe

Daarnaast leidt een tijdgebonden kWh-tarief er onvermijdelijk toe dat de inkomsten van netbeheerders minder voorspelbaar worden dan in het huidige tariefstelsel. Door het tarief aan verbruik te koppelen kunnen de inkomsten bijvoorbeeld tijdens zachte winters aanzienlijk lager uitvallen dan verwacht. Ook zit er een onzekere factor in de mate waarin aangeslotenen inspelen op de tariefprikkel. Afhankelijk van hun gedragsverandering kunnen inkomsten voor de netbeheerders anders uitpakken.

Het is voor de netbeheerders van belang dat hun kosten worden gedekt en dat inkomstenzekerheid wordt geborgd in de verdere uitwerking van de voorgestelde nieuwe tariefvariant, ook omdat de kapitaalvoorwaarden mogelijk verslechteren bij grotere onzekerheid, wat kostenverhogend werkt voor alle kleinverbruikers. Hiervoor zijn in de verdere uitwerking van het tariefstelsel nadere inkomstenscenarioanalyses nodig voor mogelijke oplossingsrichtingen. Daarnaast moet de reguleringsmethodiek hierop aansluiten om inkomstenrisico's te beperken.

5.4 Vervolgstappen

Invoering van tariefstelsel duurt al snel vier tot zes jaar

Het invoeren van een alternatief tariefstelsel zoals voorgesteld kent volgens geïnterviewde partijen en stakeholders een lang proces waarin veel verschillende partijen betrokken zijn. Figuur 12 toont de globale stappen van het invoeringsproces en een conceptuele tijdlijn tussen verkenning en het daadwerkelijk waarnemen van effect in de maatschappij.

Na een lange verkenningsfase is de nut en noodzaak op dit moment voor de betrokken netbeheerders helder en zijn zij overgegaan tot de eerste stappen in de uitwerking. Deze rapportage vormt een eerste stap in de uitwerkingsfase, waarin in samenspraak met betrokkenen verschillende varianten zijn geëvalueerd. Er is met dit onderzoek gezamenlijk geconvergeerd richting een concrete uitwerkingsvariant en er zijn verschillende analyses uitgevoerd naar de uitwerking ervan. Deze fase is nog niet afgerond en vraagt bijvoorbeeld nog om een detailuitwerking (zie paragraaf 6.6) en een aantal aanvullende analyses.

Uit de uitwerkingsfase volgt een gezamenlijk voorstel vanuit de regionale netbeheerders aan de ACM. De ACM neemt het voorstel in behandeling, stelt een ontwerpbesluit op en consulteert dan de verschillende marktpartijen. Om een wijziging van de Tarievencode elektriciteit door te voeren, dient een grondslag gevonden te worden in de Energienet om ten behoeve van dit doel slimme meters te mogen uitlezen. Indien de ACM besluit het voorstel (dan wel aangepast) aan te nemen, volgt een periode waarin betrokken organisaties zoals de regionale netbeheerders, leveranciers, ministeries en energiedatapartijen zoals EDSN en MFFBAS voorbereiden op het uitvoeren van het nieuwe tariefstelsel. Als het stelsel in werking is getreden duurt het mogelijk nog even voordat de consument (volledig) anticipeert. Aan de andere kant kan communicatie er al voor zorgen dat een deel van het effect al voor invoering gerealiseerd wordt.

Conceptuele tijdlijn voor invoering van een alternatief nettariefstelsel

Opgedeeld in 5 stappen, met primaire activiteiten en betrokken actoren en grove tijdsinschattingen

	Verkennings-fase	Uitwerkings-fase (Nu)	Consultatiefase	Implementatie Technologie, communicatie & educatie	Effect in markt	(4-6 jr)
Start	**ca. 1 jr - ∞**	**ca. 1 jr**	**ca. 1 jr**	**ca. 1-3 jr**	**Onbekend**	**Einde**
Activiteiten primair	Nut/noodzaak Quickscan impact Evaluatie varianten	Keuze variant Vormgeving Impactanalyses Detailuitwerking	Marktconsultatie Tariefcodewijziging	Uitwerking gegevensuitwisseling en facturatie Aanpassen systemen en (IT) processen Mogelijke wijzigingen (privacy)wetgeving Wijzigingen CAPTAR en C-AR Uitvoeren van pilots Uitwerken communicatieplan richting consument	Jaarlijkse monitoring en evaluatie	
Actoren primair	RNBs, ACM, leveranciers, ministeries, consumenten-vertegenwoordiging, energiedata partijen	RNBs, ACM, leveranciers, ministeries, consumenten-vertegenwoordiging, energiedata partijen	ACM, leveranciers, ministeries, consumenten-vertegenwoordiging, energiedata partijen	RNBs, ACM, leveranciers, ministeries, consumenten-vertegenwoordiging, energiedata partijen	RNBs, ACM, leveranciers, ministeries, consumenten-vertegenwoordiging, energiedata partijen	

Figuur 12 **Overzicht van de verschillende processtappen richting invoering van een alternatief tariefstelsel.**

Tijdige aankondiging van invoering kan slimme sturing bevorderen en biedt ruimte voor gewenningsperiode

Het vroeg aankondigen van een nieuw tariefstelsel biedt mogelijk een signaal aan marktpartijen om te innoveren, bijvoorbeeld met een HEMS systeem (home energy management system). Tevens kan het helpen een verdere lock-in te voorkomen waarin al veel apparatuur, zoals EV en (hybride) warmtepompen, worden geïmplementeerd zonder slimme sturing. Tijdig starten biedt daarnaast speelruimte voor een stapsgewijze doorvoering, waarin de omvang van de alternatieve component langzaam kan toenemen ten opzichte van de netwerkkosten. Hiermee groeit de impact voor huishoudens stapsgewijs en kan de hoogte van de prikkel worden geëvalueerd in relatie tot de effectiviteit ervan.

HOOFDSTUK 6

Tijdgebonden kWh-tarief geniet lichte voorkeur ten opzichte van alternatieven

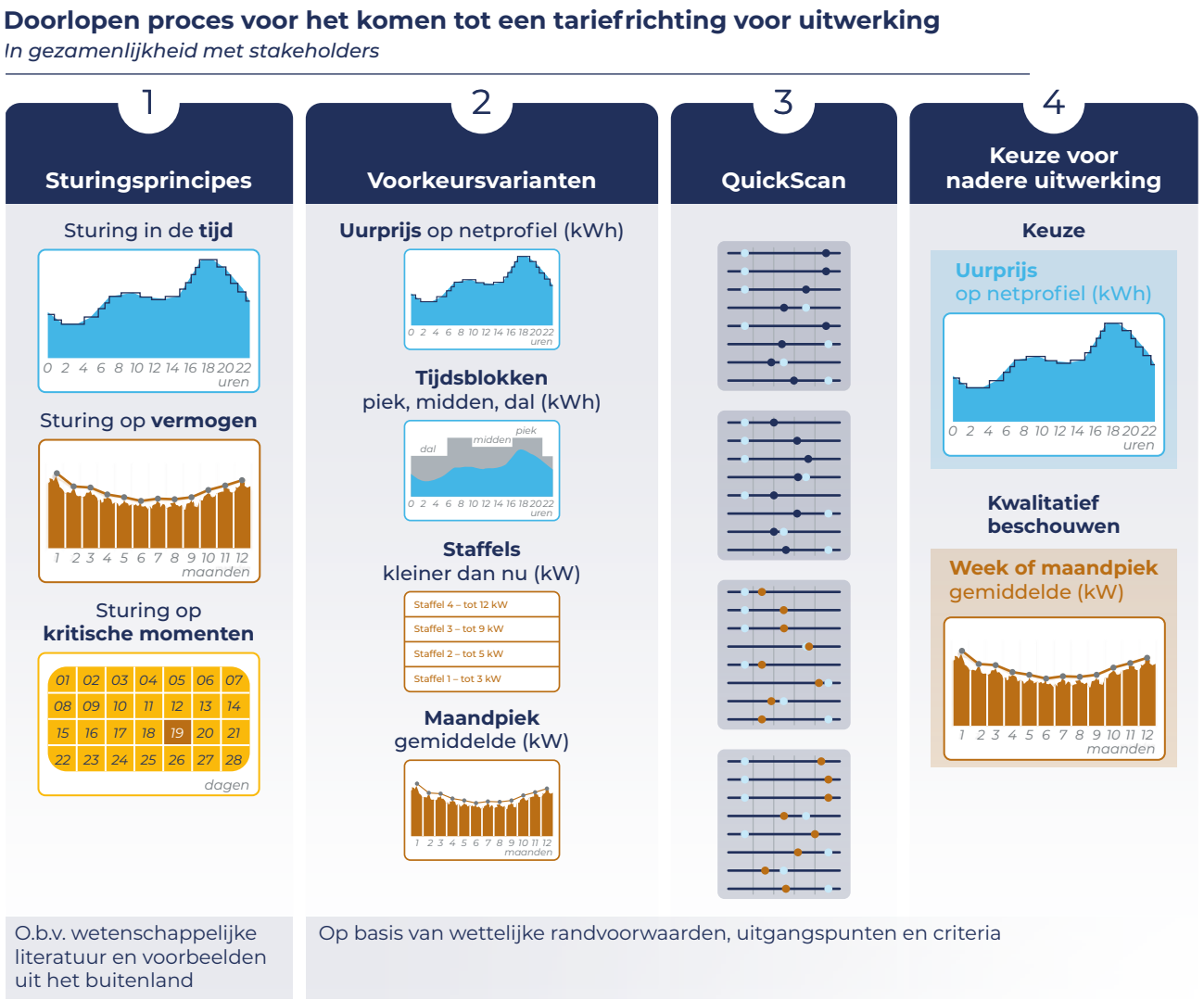
Er zijn vele tariefvarianten te bedenken die sturen op efficiënt netgebruik. Wanneer verschillende varianten kwalitatief vergeleken worden op vooraf opgestelde criteria, blijkt dat een tijdgebonden kWh-tarief net iets beter scoort dan het (tijdsgebonden) piekvermogentarief. Hierin zijn drie overwegingen doorslaggevend. Ten eerste is netefficiëntie een tijdsafhankelijk probleem en zodoende speelt een tarief met een tijdscomponent hier beter op in. Ten tweede valt mogelijke invoering samen met de energietransitie die een onvoorspelbaar verloop kent. Een stelsel dat enige vorm van adaptiviteit kent, heeft daardoor als voordeel toekomstbestendiger te zijn. Tot slot is een volumevariant mogelijk eenvoudiger voor consumenten omdat deze meer in lijn ligt met hoe ook variabele leveringskosten in rekening worden gebracht. Het tijdgebonden kWh-tarief voldoet naar verwachting beter aan deze criteria.

6.1 Gekozen variant volgt uit een doorlopen proces met input vanuit stakeholders

In deze rapportage wordt de impact van een tijdgebonden kWh-tarief geanalyseerd. Deze concreetheid is nodig om een impactberekening te kunnen doen van een alternatief nettarief. Er zijn echter vele andere typen sturing, variaties in uitwerking en combinaties te bedenken. Om te komen tot een concrete uitwerkingsvariant is een proces doorlopen waarin stapsgewijs vanuit de breedte van fundamentele sturingsprincipes is geconvergeerd naar een concrete uitwerkingsvariant (zie figuur 13). Dit proces is doorlopen in samenwerking met de netbeheerders en met tussentijdse consultatie van een klankbordgroep met een brede afvaardiging van belanghebbenden (zie Bijlage 2 voor toelichting op de samenstelling van de stuur- en klankbordgroep).

De afweging tussen verschillende varianten is gemaakt op basis van randvoorwaarden, onder andere ingegeven door wettelijke (Europese) kaders, en uitgangspunten en criteria die zijn opgesteld op basis van inbreng van de regionale netbeheerders en de klankbordgroep (zie paragraaf 6.2). In vier stappen is toegewerkt naar een concrete uitwerkingsvariant.

- In **stap 1** zijn aan de hand van wetenschappelijke literatuur en praktijkvoorbeelden uit binnen- en buitenland drie fundamentele sturingsprincipes gedestilleerd (zie paragraaf 6.3).
- Vervolgens zijn in **stap 2** deze sturingsprincipes met behulp van de randvoorwaarden, uitgangspunten en criteria vertaald naar vier voorkeursvarianten, waarbij expliciet geen combinatiemogelijkheden zijn beschouwd omwille van de begrijpelijkheid.
- In **stap 3** zijn deze varianten kwalitatief gescoord en vergeleken, waaruit een advies van Berenschot volgde voor een tijdgebonden kWh-tarief (zie paragraaf 6.4).
- De stuurgroep heeft daarop besloten dat in **stap 4** het tijdgebonden kWh-tarief verder uitgewerkt zou worden en zowel kwantitatief zou worden doorgerekend als kwalitatief beschouwd op de uitgangspunten, randvoorwaarden en criteria. Daarnaast is ervoor gekozen om in deze uitwerking ook steeds een kwalitatieve reflectie te doen op hoe dit zou uitpakken voor een (tijdsgebonden) piekvermogentarief (zie paragraaf 6.5). De keuze tussen een vermogen- (kW) of volumegebaseerd (kWh) tarief bleek namelijk moeilijk te maken, vanwege verschillende voor- en nadelen van beide keuzes ten opzichte van elkaar.



Figuur 13 **Om te komen tot een tariefrichting is in gezamenlijkheid met stakeholders een proces doorlopen bestaande uit vier stappen. In deze rapportage worden voornamelijk de sturingsprincipes (stap 1) en de daadwerkelijke keuze toegelicht (stap 4).**

6.2 Randvoorwaarden, uitgangspunten en criteria bieden een beoordelingskader voor tariefstelsels

In samenspraak met de stuurgroep en de klankbordgroep is een lijst opgesteld van randvoorwaarden, uitgangspunten en criteria (zie figuur 14). De randvoorwaarden komen voort uit Europese wetgeving[43)] en vormen dus een harde eis voor een alternatief nettarief. De uitgangspunten zijn aanvullende eisen vanuit de regionale netbeheerders waaraan een alternatief nettarief zou moeten voldoen. Ook zijn ontwerpcriteria uiteengezet waarop verschillende tariefvarianten zijn beoordeeld. Hierin is efficiënt netgebruik een kerncriterium, aangezien dit de aanleiding en het hoofddoel van de tariefstelselwijziging vanuit de netbeheerders vormen.

43) De wettelijke randvoorwaarden zijn overgenomen uit afdeling 2, artikel 18 van VERORDENING (EU) 2019/943 VAN HET EUROPEES PARLEMENT EN DE RAAD betreffende de interne markt voor elektriciteit (link).

Wettelijke randvoorwaarden, uitgangspunten en criteria

Voor het duiden van verschillende alternatieve nettarieven

Wettelijke randvoorwaarden

Non-discriminatoir
In gelijke situaties moeten dezelfde tarieven gehanteerd worden.

Kostenreflectief
De kosten die in rekening worden gebracht moeten een afspiegeling blijven van de daadwerkelijk gemaakte kosten.

Voorzienbaar
Consumenten moeten kunnen voorzien wat de energiekosten gaan zijn bij een bepaald gebruik.

Transparant
Voor huishoudens dient het helder en toetsbaar te zijn hoe hun eigen energienota is berekend.

Leveringszekerheid en flexibiliteit
De tarieven moeten rekening houden met de noodzakelijke zekerheid van het netwerk en flexibiliteit.

Overige uitgangspunten

Kostendekkend
Een nettariefstelselwijziging leidt op zichzelf niet tot een verandering van de totale inkomsten van de netbeheerders.

Leveranciersmodel
Het leveranciersmodel wordt in stand gehouden, waarin alle energiekosten op één nota worden gepresenteerd.

Criteria

Efficiënt netgebruik
In hoeverre de nieuwe situatie zorgt voor een efficiënter gebruik van het elektriciteitsnet?

Rechtvaardige kostenverdeling
De mate waarin de nieuwe situatie zorgt voor een rechtvaardige verdeling van kosten.

Handelingsperspectief consument
De mate waarin consumenten de mogelijkheid hebben om te kunnen acteren op de prijsprikkel.

Energietransitie
De mate waarin het nieuwe tariefstelsel de businesscase en daarmee de snelheid van elektrificatie beïnvloedt.

Begrijpelijkheid consument
De mate waarin een nieuw tariefstelsel uitlegbaar en begrijpelijk is voor aangeslotenen/consumenten.

Uitvoerbaarheid
De verwachte complexiteit en doorlooptijd voor het invoeren van een alternatief stelsel.

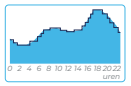
Effect op markt
In welke mate de nieuwe nettarieven de huidige marktwerking faciliteren of verstoren.

Robuustheid
De mate waarin het tariefstelsel bij veranderende omstandigheden nog steeds de gewenste doelen behaalt.

Figuur 14 **Om verschillende tariefrichtingen onderling te kunnen vergelijken en om te komen tot een uitwerkingsvariant, zijn verschillende varianten onderling beoordeeld op bovenstaande wettelijke randvoorwaarden, uitgangspunten en criteria.**

6.3 Uit de literatuur en praktijkvoorbeelden volgen drie fundamentele sturingsprincipes

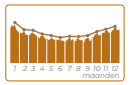
De wetenschappelijke literatuur beschrijft een brede variatie aan alternatieve nettariefstelsels. In het buitenland bestaan ook uiteenlopende praktijkvoorbeelden (zie figuur 9). Deze alternatieve stelsels kunnen onderverdeeld worden op hetgeen waarop het stelsel stuurt.
Hieruit volgen drie fundamentele sturingsprincipes: sturing in de tijd, sturing op vermogen en sturing op kritische momenten.



Sturing in de tijd

Door gedurende de dag verschillende tarieven te hanteren, wordt de consument verleid om zijn verbruik te verplaatsen naar een moment waarop meer netcapaciteit beschikbaar is. Een bekend voorbeeld is het stelsel waarbij ieder uur van de dag een ander tarief voor afname geldt. Met name in de frequentie van prikkels zijn in deze categorie veel variaties mogelijk: bijvoorbeeld een andere prijs voor in de dag/nacht, elk uur of zelfs elke kwartier. Ook kunnen tarieven gebaseerd worden op de actuele netcapaciteit en dus elk moment verschillen, of kunnen ze een herhalend patroon volgen gedurende een bepaalde periode (bijvoorbeeld een seizoen lang dezelfde tarieven per dag).

Voorbeeld: In Wallonië kunnen consumenten kiezen voor een enkelvoudig, tweevoudig en vanaf 2026 een 'aanmoedigingstarief'[44]. Het enkelvoudige tarief is elk uur van elke dag gelijk. Het tweevoudige tarief maakt onderscheid in piek- en daluren, en tot 2026 nog tussen weekdagen en weekenden. Het 'aanmoedigingstarief' kent een drie tarieven verdeeld over vijf tijdsblokken: groene uren (11:00-17:00 en 01:00-07:00), oranje uren (07:00-11:00 en 22:00-01:00) en rode uren (17:00-22:00).



Sturing op vermogen

Door de afname van hoge vermogens te beprijzen wordt de consument gestimuleerd individueel piekverbruik te beperken. Een bekend voorbeeld is wanneer het hoogste vermogen gedurende een bepaalde periode, zoals een maand, wordt aangerekend met een tarief per kW. Het huidige nettariefstelsel in Nederland brengt het maximale technische vermogen (doorlaatwaarde) in rekening, maar niet de daadwerkelijke gemeten netbelasting van de individuele gebruiker. Variaties zijn mogelijk op basis van de periode waarover een piek wordt gemiddeld (zoals per week of maand) en/of wordt afgerekend op staffels of op een oplopende prijs per kW. Ook aan een variant met vermogenssturing kan een tijdsgebonden component worden toegepast, zoals de variant waarop kwalitatief is gereflecteerd in dit rapport.

Voorbeeld: In 2023 is een nieuw tariefstelsel ingevoerd in Vlaanderen[45]. 60% van de netwerkkosten worden nu afgerekend via een capaciteitstarief ofwel kW-tarief. Hiervoor betaalt de consument op basis van zijn hoogste pieken. Per maand wordt de hoogste piek bepaald, het jaarlijkse gemiddelde daarvan wordt vervolgens belast. In 2023 werd een prijs van € 41,50 per kW over deze jaarpiek gerekend, met een minimum van 2,5 kW.

44) Renouvelle (2024) Elektriciteitsverbruik: nieuw tariefsysteem in Wallonië in 2026

45) MijnEnergie Wat is het capaciteitstarief?.

Sturing op kritische momenten
Door op kritische momenten sterke prijsprikkels te introduceren, wordt de consument uitgedaagd verbruik op dat moment te reduceren. Dit instrument bestaat vaak naast het regulier geldende tariefstelsel en wordt slechts enkele keren per jaar ingezet. Tijdens deze momenten loopt de netbelasting zodanig op dat de netbeheerder een buitengewoon sterke (prijs) prikkel geeft. Deze methodiek kan de netproblematiek verlichten, doordat het net wordt uitgerust op de hoogst (verwachte) piek van het jaar. Een netbeheerder probeert consumenten voortijds in te lichten; bijvoorbeeld als het weerextremiteiten verwacht.

Voorbeeld: In Noord-Amerika wordt veelal gestuurd op airco's gedurende extreem warme dagen. In Californië bestaat bijvoorbeeld het Emergency Demand Response Program (EDRP)[46] waar consumenten $2/kWh ontvingen voor elke kWh die ze reduceren tijdens een kritiek moment (relatief ten opzichte van hun typische verbruik die dag).

6.4 Tijdgebonden kWh-tarief geniet lichte voorkeur ten opzichte van alternatieven

Zoals toegelicht in paragraaf 6.1, zijn uit de fundamentele tariefrichtingen vier voorkeursvarianten gedestilleerd met behulp van de randvoorwaarden, uitgangspunten en criteria.

Twee varianten sturen op tijd. De variant *tijdsblokken* introduceert drie tariefblokken over de dag heen (piek, midden en dal). De variant *uurprijs* heeft een apart tarief voor elk uur van de dag.
Twee varianten sturen op vermogen. De variant *kleine(re) staffels* introduceert smallere staffels (gecontracteerd, niet op technische doorlaatwaarde) dan nu het geval is. De variant *week- of maandpiek* belast de hoogste gemeten piek van een week of maand.

Deze varianten zijn kwalitatief gescoord en vergeleken op de criteria. Hieruit volgt dat alle varianten zorgen voor efficiënter netgebruik en een rechtvaardigere kostenverdeling ten opzichte van de huidige situatie. De varianten *uurprijs* en *week- of maandpiek* scoorden beter op alle criteria behalve uitlegbaarheid en uitvoerbaarheid. Verder scoorden de varianten *uurprijs* en *week- of maandpiek* slechts beperkt onderscheidend.

In het uiteindelijke advies sloeg de balans licht uit naar de variant voor de *uurprijs*.
De zwaarstwegende argumenten hiervoor waren:

- Het moment van de piek doet ertoe voor de impact op het net. Als een huishouden 's middags een piek veroorzaakt draagt dit minder bij aan de netbelasting dan 's avonds.

- Tijdgebonden tarieven zijn adaptiever qua vorm en grootte van de prikkel en kunnen daarmee makkelijker inspelen op nieuwe of onverwachte ontwikkelingen. Hierdoor zijn ze toekomstbestendiger.

46) CPUC Emergency Load Reduction Program.

- Tijdsgebonden tarieven sluiten beter aan bij de diversiteit van kleinverbruiksaansluitingen. Zo zijn ze niet alleen passend voor huishoudens maar ook voor laadpalen en een diversiteit in kleinzakelijke aansluitingen.

- Tijdsgebonden tarieven sturen meer op het beperken van terugleverpieken, met name bij een groei in flexibel vermogen vanuit bijvoorbeeld opslag of airco's.

De stuurgroep heeft hierop besloten om te focussen op een *uurprijs*-variant voor verdere uitwerking in dit onderzoek. Daarnaast wordt ook een tijdgebonden vermogensvariant in gedachten gehouden en zodoende is in dit document bij analyses hierop kwalitatief gereflecteerd.

6.5 Inzichten ten aanzien van een (tijdsgebonden) piekvermogentarief

Deze rapportage toont naast een uitgebreide impactanalyse van een tijdgebonden kWh-tarief ook in kaders een kwalitatieve reflectie op een (tijdgebonden) piekvermogentarief (kW) omdat netbeheerders benieuwd zijn naar de uitwerking van deze varianten. Eerdere onderzoeken suggereerden namelijk dat deze variant ook effectief zou kunnen zijn. Een kwalitatieve vergelijking van deze stelsels helpt om in een vervolgproces keuzes te maken in de verder uit te werken variant. Hieronder vatten we de belangrijkste bevindingen samen.

Een (tijdsgebonden) piekvermogentarief belast de hoogste gewogen maandpiek

Sturing op piekvermogen (zonder tijdsgebonden element) tarifeert de hoogste vermogenspiek binnen een maand van ieder huishouden, soortgelijk aan het tariefstelsel dat recentelijk is ingevoerd in Vlaanderen[47]. Figuur 15 (links) toont hoe een dergelijk tariefstelsel er voor kleinverbruikers uit zou kunnen zien. De hoogste piek van de maand (kW) wordt geregistreerd, waarna het gemiddelde wordt genomen over alle maandpieken. Dit gemiddelde wordt vermenigvuldigd met een factor in euro's per kW.

Tijdgebonden sturing op piekvermogen tarifeert de hoogste 'gewogen' vermogenspiek binnen een maand van ieder huishouden, soortgelijk aan het tariefstelsel dat momenteel wordt ingevoerd voor grootverbruikaansluitingen op het landelijk hoogspanningsnet[48),49)]. Figuur 15 (rechts) toont hoe een dergelijk tariefstelsel er voor kleinverbruikers uit zou kunnen zien. Om de hoogste gewogen vermogenspiek te bepalen, wordt het vermogen van elk uur gecorrigeerd met een bepaalde wegingsfactor. Deze wegingsfactor is gelijk aan 1 tijdens gemiddeld hoge netbelastinguren, zoals in de ochtend en avond, en lager dan 1 tijdens lage netbelastinguren, zoals in de nacht en rond het middaguur. In de zomer en winter geldt een verschillend profiel.

Piekvermogentarief realiseert naar verwachting ook vraagpiekreductie, maar mate ervan is niet gekwantificeerd

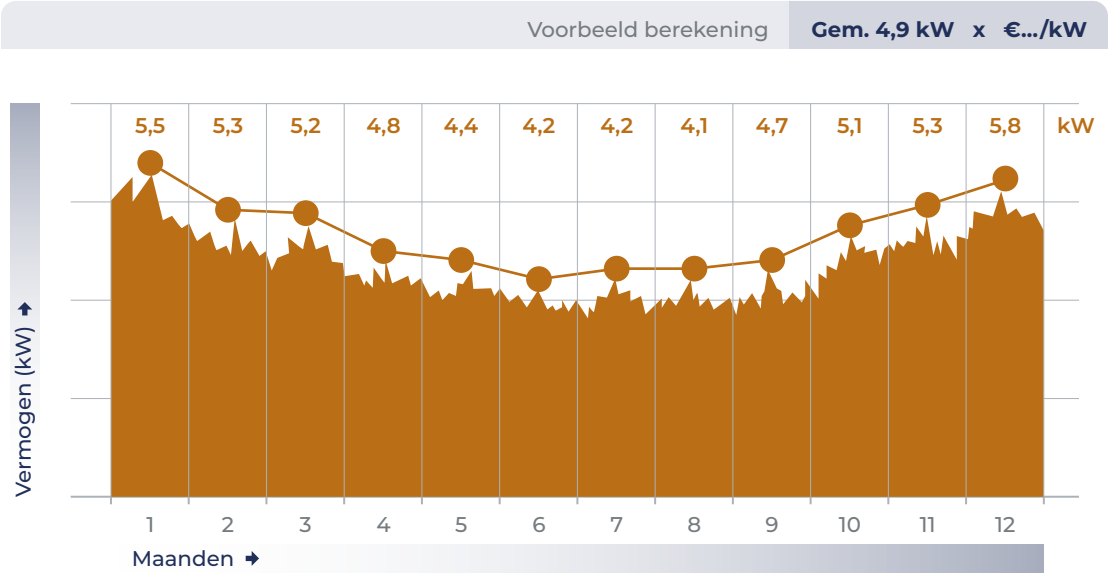
Een piekvermogentarief lijkt kwalitatief gezien weinig verschil in netimpact te geven ten opzichte van een tijdgebonden kWh-tarief. Daar waar er bij een tijdgebonden kWh-tarief een risico bestaat op geheel nieuwe pieken tijdens andere momenten van de dag, is er bij een piekvermogentarief juist een risico op nieuwe pieken op momenten na de oorspronkelijke piek. De kleinverbruiker zal naar verwachting zijn verbruik verlagen en spreiden in de tijd, in plaats van te verplaatsen naar de goedkoopste momenten. Hierdoor neemt de gelijktijdigheid in gebruik tussen verschillende verbruikers toe met het risico op nieuwe hoge pieken vlak na de oorspronkelijke piek (zie paragraaf 6.4). Bovendien biedt dit tarief daarom geen prikkel om aanbodpieken te reduceren. Zodoende is de uiteindelijke doorwerking op de ruimte op laagspanningsnetten nog onduidelijk. Bij een tijdsgebonden piekvermogentarief bestaat er al wel een prikkel om vraag te verplaatsen.

47) MijnEnergie Wat is het capaciteitstarief?.

48) ACM Ontwerp codebesluit Tijdgebonden transporttarieven hoogspanningsnetten.
49) ACM Voorstel Netbeheer Nederland tijdsafhankelijke transporttarieven.

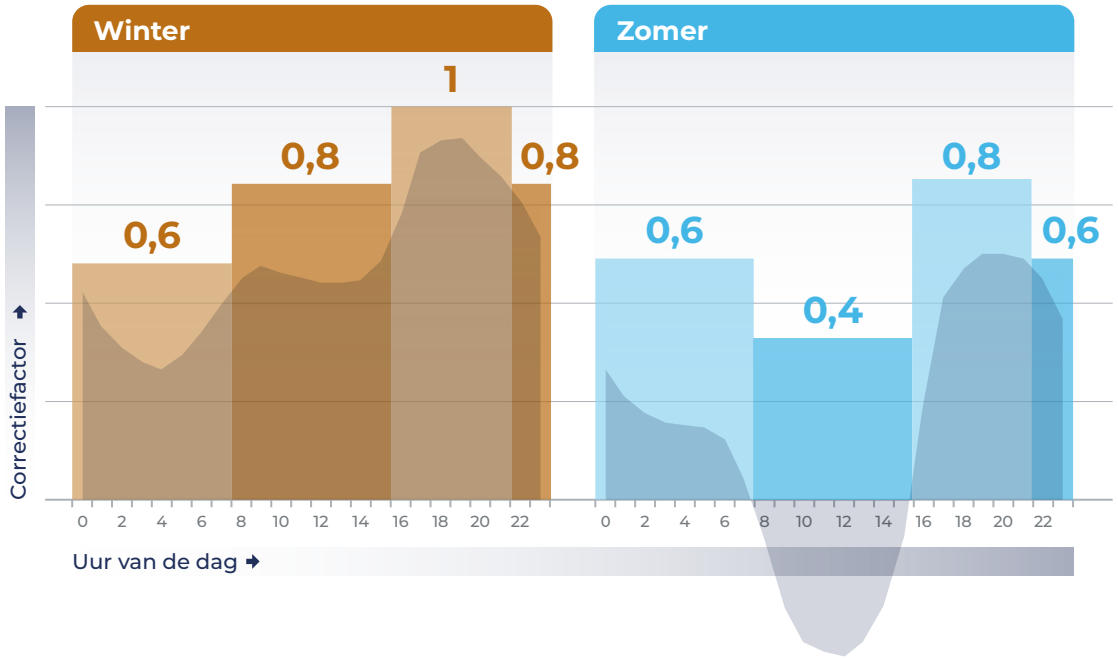
Voorbeeld piekvermogen tarief

Maandpiek (€/kW), over een jaar, voorbeeldwaarden



Voorbeeld tijdgebonden piekvermogen tarief

Met een maandpiek correctiefactor, in tijdsblokken



Figuur 15 **Voorbeeld van een niet-tijdsgebonden (links) en wel-tijdsgebonden piekvermogentarief (rechts). Links toont dat de consument betaalt voor de maandpiek in vermogen (kW). Op de x-as staan de maanden, en op de y-as het vermogen (kW). De hoogste piek per maand wordt genoteerd, en over het jaar gemiddeld. Deze wordt vermenigvuldigd met een factor (€ per kW). Rechts wordt een extra stap van complexiteit toegevoegd: elke piek wordt vermenigvuldigd met een wegingsfactor (0,4-1), afhankelijk van wanneer de piek op de dag is opgetreden.**

Piekvermogen mogelijk wel makkelijker uitvoerbaar voor leveranciers

Uitgaande van een ongewijzigd leveranciersmodel, geven de leveranciers aan dat zij minder grote problemen voorzien in de communicatie over een niet-tijdsgebonden piekvermogentarief, met name omdat er minder dataverkeer gemoeid zou zijn met deze variant. Hierdoor is de schatting van in- en uitvoeringskosten door energieleveranciers voor een piekvermogentarief ongeveer de helft van de kosten voor een tijdgebonden kWh-tarief. Voor een tijdsgebonden piekvermogentarief is geen schatting gegeven.

Tijdgebonden piekvermogentarief extra complex voor consumenten en zal daardoor waarschijnlijk minder effect sorteren

Een tijdgebonden piekvermogentarief is intrinsiek complexer in begrijpelijkheid omdat het een combinatie betreft van sturing in de tijd en sturing op vermogen. Het is daarom moeilijk om aan consumenten simpele gedragsregels mee te geven hoe zij kunnen handelen om hun netwerkkosten te reduceren. Daarnaast begrijpen niet alle consumenten het verschil tussen kWh en kW. Omdat zij bij deze variant zowel op vermogen (door middel van nettarief) als op verbruik (door middel van leveringstarief) getarifeerd worden, moeten zij begrip hebben voor het verschil en voor hoe zij kunnen handelen om hun totale energierekening te beïnvloeden. In Spanje is een dergelijke variant minder effectief gebleken dan werd gehoopt, juist doordat consumenten de werking van het tariefstelsel niet goed bleken te begrijpen. Dit effect is mogelijk te voorkomen door uitgebreidere voorlichting.

6.6 Overwegingen in detailuitwerking

Hoewel in deze rapportage een specifieke variant van een tijdgebonden kWh-tarief is geanalyseerd, kunnen in de vervolgstappen van de uitwerking ook nog andere afslagen worden genomen. In deze detailuitwerking zijn nog allerlei keuzes te maken in de vormgeving (zie het kader hierna). De keuzes die hierin worden gemaakt, beïnvloeden in sterke mate hoe het tariefstelsel aansluit op de wettelijke randvoorwaarden, uitgangspunten en criteria (zie paragraaf 6.2). Daarnaast zijn ook nog keuzes te maken op het vlak van de optionaliteit van het alternatieve tariefstelsel. We delen hierover enkele overwegingen. Voor alle overwegingen geldt dat bij invoering een groeipad mogelijk is, waarin stapsgewijs en iteratief een tariefstelsel kan worden verfijnd, bijvoorbeeld door het starten met eenzelfde prijsprofiel voor elke dag gedurende een seizoen, om hierna een verschillend profiel voor week- en weekenddagen te introduceren.

Overwegingen in detailuitwerking

Intensiteit van de prikkel
Ontwerpkeuzes kunnen de prikkel richting de consument afzwakken of versterken, allereerst door het aandeel van de netwerkkosten dat wordt gealloceerd aan het sturende deel (de kWh-component). In de uitgewerkte variant ging twee derde van het budget hier naartoe, en het restant naar een vaste basislast (zie paragraaf 3.1). Daarnaast kan het budget voor het sturende deel verschillend worden verspreid. In de in dit rapport uitgewerkte versie volgen de uurtarieven de netbelasting. Dit zou verder uitgerekt kunnen worden voor een sterkere prikkel door een groter piek-dal-verschil. Een tarief per gemiddelde maandpiek (kW) kan ook meer dan lineair groeien.

Statische versus dynamische tarieven
Enerzijds bieden vaste tarieven voor een langere termijn de consument meer voorspelbaarheid, bijvoorbeeld een jaar lang een vast zomer- en winterprofiel voor elke dag, zoals in dit onderzoek is verondersteld. Anderzijds bieden frequentere updates van tarieven een zuiverdere en effectievere prikkel, doordat dichter op de dan geldende netbelasting wordt gestuurd. Vanuit netefficiëntie bezien is dit wenselijker.

Regionaliteit
Netcongestie op laagspanningsnetten vindt veelal lokaal plaats. Een meest effectieve en zuivere prikkel zou daarom lokaal gegeven moeten worden dan wel andere hoogtes van prikkels per regionale netbeheerder. Het is echter de vraag of dit opweegt tegen de extra complexiteit met verschillende profielen per regio en ten aanzien van implementatie en communicatie. Een eerste analyse op basis van ~140 stations laat een zeer grote correlatie in het moment van pieken en dalen in verbruik zien. Dit suggereert dat differentiatie per regio beperkt toegevoegde waarde heeft, dit kan echter naar de toekomst toe (na 2030) mogelijk veranderen wanneer de elektriciteitsvraag in de gebouwde omgeving diversifieert vanwege verschillende verduurzamingsroutes met name voor verwarming.

Basisverbruik
In dit hoofdstuk is een basisverbruik veronderstelt van 0,3 kWh/uur (zie Paragraaf 2.1). Voor het verbruik onder deze grens betaalt de consument een vast bedrag van € 174,13. De redenatie is te voorkomen dat consumenten hun verbruik zodanig minimaliseren dat basisapparatuur (zoals licht en koelkast) wordt uitgeschakeld.
De hoogte van het basisverbruik is hiermee een 'knop' tussen het vaste en tijdgebonden tarief, waarmee ook de impact van het stelsel kan worden geregeld. Daarnaast zorgt het ervoor dat ook incidentiele verbruikers meebetalen aan het in stand houden van de verbinding (zoals vakantiehuisjes). Anderzijds voegt een basisverbruik extra complexiteit toe. Ook bevat het leveringstarief vanuit de leverancier geen dergelijke voorziening.

Invoedingstarief
Het huidige stelsel bevat alleen afnametarieven. Regionale netbeheerders zien en verwachten echter tevens netcongestie op laagspanning door het invoeden van zonnestroom. Bij sommige is deze problematiek al groter dan afname in de laagspanningsnetten. Bij afschaffing van saldering gaat er vanuit het huidige tariefvoorstel reeds een prikkel uit om vraag naar de middag te verplaatsen om eigen zon-opwek te verbruiken. Deze prikkel zou versterkt kunnen worden door een invoedingstarief voor zonnestroom te hanteren binnen de netwerkkosten. Een vervolgtraject kan de wenselijkheid hiervan onderzoeken.

Vrijwillige deelname door middel van opt-in of opt-out wordt afgeraden

Er zijn situaties denkbaar waarin huishoudens niet mee kunnen dan wel willen doen aan een nieuw tariefstelsel. Ten eerste zijn slimme meters niet altijd goed uitleesbaar, bijvoorbeeld door technische storingen, netwerkproblemen en fysieke blokkering van het signaal (zoals bij dikke muren). Daarnaast kunnen consumenten een slimme meter weigeren en kan de communicatiefunctionaliteit worden uitgeschakeld[50]. Momenteel geven huishoudens in deze gevallen jaarlijks de meterstanden door. Bij tijdsafhankelijke tarieven is dat niet langer mogelijk.

Als deze situatie wordt voortgezet onder het nieuwe stelsel wordt feitelijk een 'opt-out' gerealiseerd. Het risico is dat dan juist woningen die het net intensief gebruiken om financiële redenen deze 'opt-out' verkiezen. De Europese toezichthouder (ACER)[51] adviseert dan ook tegen optionaliteit bij tijdsgebonden tarieven.

Indien toch een 'opt-out' (of 'opt-in') wordt gerealiseerd, dient de consument wel geprikkeld te worden om het tijdsgebonden tarief te nemen. Dit kan bijvoorbeeld door een bovengemiddeld hoog, constant tarief te veronderstellen bij de 'opt-out', indien mogelijk. Hierdoor neemt wel de verantwoordelijkheid en inspanningsverplichting van regionale netbeheerders toe voor het verhelpen van technische belemmeringen, zoals het plaatsen van extra antennes en signaalversterkers of het optimaal plaatsen van meters.

50) Mag ik een slimme meter weigeren? (Rijksoverheid).

51) ACER Electricity network tariff report, januari 2023: 'Where time-of-use signals are introduced to reflect system costs, the network tariff structures and the signals should be mandatory for all network users, without a possibility to opt-out (optionality may be temporarily reasonable during transition).'.

HOOFDSTUK 7

Alternatieve nettarieven in relatie tot de energietransitie

Alternatieve nettarieven zijn onderdeel van een breed pakket aan maatregelen om netcongestie op laagspanningsnetten tegen te gaan en het net slimmer te gebruiken. Zo verbetert heldere communicatie en educatie de legitimiteit van alternatieve nettarieven, terwijl normering en standaardisatie van slimme apparatuur het handelingsperspectief voor de consument vergroot. Een eenduidigere prikkel vanuit de energierekening door dynamische leveringstarieven en het afschaffen van de salderingsregeling kan het effect tevens versterken. Uiteindelijk is er ook een technische achtervang nodig voor uitzonderingsituaties, waarvan de kans op inzet beperkt kan worden door middel van alternatieve nettarieven.

7.1 Alternatieve nettarieven als onderdeel van actieagenda netcongestie laagspanningsnetten

Een alternatief nettariefstelsel kan helpen netcongestieproblematiek te verlichten, maar biedt geen garantie op het voorkomen van overbelasting. Het wordt dan ook benoemd als een van de maatregelen binnen de Actieagenda netcongestie laagspanningsnetten[52] (zie kader onderaan de paragraaf). Binnen deze actieagenda is voor het efficiënter gebruiken van het net een 'ladder' gevormd met elkaar ondersteunende maatregelen om netcongestie te verlichten (zie figuur 16). De minst impactvolle en meest vrijwillige maatregelen (onderaan) worden als eerst geïmplementeerd. Wanneer het effect onvoldoende blijkt, er geen netruimte komt of er zelfs schade en uitval dreigen op te treden, wordt geëscaleerd naar meer ingrijpende maatregelen. Alternatieve nettarieven bevinden zich midden op deze ladder onder 'marktgebaseerde oplossingen', en zijn daarom een belangrijke bouwsteen in een systeem aan maatregelen.

52) Actieagenda netcongestie laagspanningsnetten.

Communicatie, aansluitvoorwaarden en eenzijdige prikkel uit de energierekening ondersteunen alternatieve nettarieven

Drie maatregelen ondersteunen alternatieve nettarieven: communicatie, aansluitvoorwaarden en een eenzijdige prikkel vanuit de energierekening:

1. Het informeren van en bewustzijn creëren onder kleinverbruikers over netcongestie helpt voor begrip in nut en noodzaak van alternatieve nettarieven.

2. Aansluitvoorwaarden, zoals een verplichte slim laden-functionaliteit bij het plaatsen van publieke laadinfrastructuur[53], ontsluit flexibiliteit en dus handelingsperspectief bij de consument om te kunnen acteren op de nieuwe tarieven.

3. Dynamische leveringstarieven en het afschaffen van de salderingsregeling zorgen voor een eenduidigere prikkel vanuit de energierekening. Zo is er een hoge gelijktijdigheid tussen de day-ahead markt en de netbelasting[54], en stimuleert afschaffing van de salderingsregeling[55] kleinverbruikers met zonnepanelen tot meer eigenverbruik en daarmee efficiënter netgebruik.

53) Via het programma 'Slim Laden voor Iedereen' (SLVI) als onderdeel van het nationale programma.
54) Een hoge gelijktijdigheid is gevonden voor dynamische leveringstarieven die sturen op de day-ahead markt. Wanneer dynamische leveringstarieven sturen op flexibiliteitsmarkten zoals onbalans is het effect naar verwachting minder positief.
55) De regeling waardoor zonnepaneeleigenaren hun opgewekte zonnestroom kan afstrepen (salderen) tegen hun afgenomen stroom.

Maatregelenladder efficiënter netgebruik laagspanning
Op basis van figuren Actieagenda netcongestie laagspanningsnetten

Figuur 16 **Maatregelenladder voor het efficiënter benutten van het net, opgemaakt op basis van de Actieagenda netcongestie laagspanningsnetten. Hoger in de piramide worden maatregelen ingrijpender voor de consument.**

Alternatieve nettarieven bieden handelingsperspectief en verminderen de noodzaak/frequentie van directe aansturing door de netbeheerder

Als de overige maatregelen uit de actieagenda onvoldoende effect blijken te hebben, zal een technisch vangnet benodigd zijn[56]. Dit betreft directe aansturing van elektrische apparatuur door de netbeheerder in uitzonderingssituaties waar anders stroomuitval zou plaatsvinden. Een technisch vangnet geeft de netbeheerder de mogelijkheid, daar waar toestemming is verleend, de vermogensvraag van grote apparaten te knijpen tegen een vergoeding. Vanwege de toenemende elektrificatie en de gelijktijdigheid van de vraag vormt dit zeer waarschijnlijk een noodzakelijk instrument wanneer overbelasting van het net dreigt te ontstaan.

Een invulling hiervan kan zijn dat op kritieke momenten apparaten met hoog vermogen, bijvoorbeeld boven de 3 kW, worden geknepen naar maximaal 3 kW. Ter illustratie: bijna alle huishoudelijke apparaten zitten onder de 3 kW. Met name elektrische auto's, warmtepompen en grote inductiekookplaten overschrijden de 3 kW. Buurlanden, zoals Duitsland, verkennen of implementeren al dergelijke maatregelen. Om voor een noodmaatregel draagvlak te creëren, zijn alternatieve nettarieven een logische tussenstap. Op deze manier wordt aan de markt en aan consumenten handelingsperspectief geboden voor het flexibeler en beter aanstuurbaar maken van apparaten, waardoor het gebruik van een technisch vangnet minder vaak noodzakelijk zal zijn.[57] Naast noodmaatregelen zijn er andere marktgebaseerde mogelijkheden zoals flexibiliteit bij huishoudens inzetten via

56) Netbeheer Nederland en de ACM onderzoeken momenteel de inzet van een dergelijk verplicht congestiemanagement.

57) Actieagenda netcongestie laagspanningsnetten.

marktpartijen. Dit gebeurt al voor systeemdiensten op de landelijke markt, maar kan ook ingezet worden om lokale congestie op te lossen.

Alternatieve nettarieven ondersteunen deze maatregel tweezijdig. Ze verlagen netcongestie (zie paragraaf 3.2), waardoor directe aansturing minder vaak noodzakelijk wordt. Ze bieden tevens een opmaat voor directe aansturing, waarin de consument kan wennen aan de impact van netschaarste en nog handelingsvrijheid heeft.

Normering en standaardisering ondersteunen aanpak netcongestie laagspanning over de breedte

Ondersteuning over de breedte van de actieagenda wordt gezocht in normering en standaardisering van slimme apparatuur. In 2023 is in een Kamerbrief aangekondigd dat 'slimme, aanstuurbare apparaten de norm zouden worden en dat het (toenmalige) kabinet inzet op certificering, standaarden en registratie'[58]. Zo verkende minister Jetten plannen om slimme, aanstuurbare warmtepompen en laadpalen de norm te maken en dynamische omvormers te verplichten bij zonnepanelen[59]. De hierboven genoemde aansluitvoorwaarden zijn een voorbeeld. Dergelijke normering biedt de consument handelingsperspectief voor alternatieve nettarieven.

Dit handelingsperspectief wordt vergroot wanneer de apparatuur geautomatiseerd, onderling kan communiceren. Standaardisatie biedt interconnectiviteit en -operabiliteit in het kunnen uitlezen en aansturen tussen verschillende merken en typen apparaten. Voor totaaloplossingen zoals Home Energy Management Systemen is dit bijzonder van belang, wat het effect van alternatieve nettarieven significant zou versterken. Standaardisatie van aansturing voorkomt daarnaast onwenselijke bijeffecten zoals invloed op spanningskwaliteit en de veiligheid.

58) Kamerbrief over nieuwe maatregelen netcongestie.
59) Rijksoverheid, Overheid en netbeheerders nemen maatregelen tegen vol stroomnet.

Actieagenda netcongestie laagspanningsnetten

De Actieagenda netcongestie laagspanningsnetten[60),61)] is begin 2024 gepresenteerd en is onderdeel van het Landelijk Actieprogramma Netcongestie (LAN)[62]. Het verkent drie oplossingsrichtingen voor de (verwachte) netcongestie op laagspanning: het uitbreiden en verzwaren van de netten, het efficiënter gebruikmaken van de huidige capaciteit en het besparen van energie.

Eerst dient echter meer inzicht te worden verkregen in de (toekomstige) belasting van de LS-netten; in tegenstelling tot midden- en hoogspanningsnetten was hier tot voor kort zeer beperkt zicht op. De actieagenda tracht dit te doen door bijvoorbeeld het aanbieden van (verbeterde) slimme meters, vragen om meer machtigingen van netbeheerders in verbruiksdata (zoals de Gedragscode Slim Netbeheer), en het verplicht laten registeren van net-intensieve apparaten zoals laadpalen en warmtepompen.

Voor elk van de drie oplossingsrichtingen worden maatregelen gepresenteerd. De in dit hoofdstuk gevormde maatregelenladder en daarmee alternatieve nettarieven behoren tot de tweede oplossingsrichting van efficiënter netgebruik. Tot slot ziet de actieagenda het belang van communicatie richting kleinverbruikers, om hen te informeren en bewustwording te creëren. Zo wordt er gewerkt aan een basisboodschap voor de gehele agenda, en een communicatieplan per maatregel.

7.2 Alternatieve nettarieven ten behoeve van een robuust systeem

Een nieuw nettarief kan maatschappelijk nadelige verdienmodellen ontmoedigen en juist netbewuste verdienmodellen stimuleren

Door de toename aan wind- en zonne-energie enerzijds en toenemende elektrificatie in vraag nemen schommelingen in vraag en aanbod in het elektriciteitsnet toe. De energiemarkten worden zodoende volatieler en volumes op markten die dichter op het moment zitten,

60) Landelijk Actieprogramma Netcongestie.
61) Voortgang landelijke aanpak netcongestie.
62) Actieagenda netcongestie laagspanningsnetten.

zoals de intraday markt, nemen naar verwachting toe. Hierdoor ontstaan interessante verdienmodellen voor batterijsystemen die hierop goed kunnen inspelen. Op welke manier en in welke mate verschillende vormen van flexibiliteit, zoals batterijsystemen, hierop zullen inspelen en hoe markten zich naar de toekomst ontwikkelen is nog onzeker. Dit hangt mede af van de prikkels die in het systeem aanwezig zijn die verdienmodellen mogelijk maken.

Op dit moment bieden de nettarieven voor kleinverbruik geen prikkel. Dit is wel noodzakelijk om te zorgen dat hiermee ook rekening wordt gehouden met de beschikbaarheid van en de impact op het elektriciteitsnet wanneer dat relevant is. Het voorgestelde tariefmodel beloont inzet van flexibiliteit op die momenten dat die ruimte ook aanwezig is. Het kent ook een prijs toe aan die momenten dat het net zwaar belast wordt. Zodoende ontstaan er minder snel verdienmodellen voor flexconcepten die negatieve effecten hebben op het elektriciteitsnet, netcongestie en de maakbaarheidsopgave.

Een alternatief nettarief kan bijdragen aan een kostenrechtvaardigere vergelijking tussen systeemopties

Veel gemeenten hebben plannen om warmtenetten te ontwikkelen. Vaak zijn deze plannen gestoeld op analyses waaruit blijkt dat dit de oplossing is met de laagste nationale kosten (maatschappelijk gezien de minst kostbare duurzame warmteoplossing). De infrastructurele kosten van deze warmtenetten landen direct bij de aangesloten woningen.

De kosten van verduurzaming met warmtepompen worden echter niet lokaal afgewenteld maar nationaal gesocialiseerd. Hierdoor ontstaat een scheve verhouding tussen de kosten die de eindgebruiker ervaart en de kosten die nationaal worden ervaren[63]. Het gevolg hiervan is dat het huidige systeem gemeenten tegenwerkt om voor de laagste nationale kosten te kiezen. Het voorgestelde nettarief zorgt dat kosten voor warmtepompen, net zoals bij warmtenetten, ook daar terechtkomen daar waar deze kosten worden veroorzaakt.

Tegelijkertijd is in dit onderzoek gekeken of de voorgestelde nettarieven, in het licht van de energietransitie, de businesscase voor verduurzamingsopties niet dusdanig verslechtert dat dit een rem wordt op elektrificatie. Uit de eindgebruikerskostenberekening voor de uitgelichte voorbeeldsituatie in figuur 8 blijkt dat, wanneer met behoud van comfort wordt ingespeeld op de nettarieven, de kostenstijging beperkt is. Dit relatief gezien tot andere onzekerheden in 2030 en daarna zoals energieprijzen en beleid ten aanzien van energiebelastingen, ETS-2 of een mogelijke bijmengverplichting groen gas[64].

63) Berenschot (2024), De keuze voor warmtenetten of andere warmteoplossingen.

64) Berenschot (2024), De energierekening in 2023 en 2035 vergeleken.

Begrippenlijst

Aangeslotene: Personen, bedrijven of organisaties met een fysieke aansluiting op het elektriciteitsnet. Dit betekent dat zij gebruik maken van het netwerk en diensten ontvangen van een netwerkbeheerder. De aangeslotene is daarmee verantwoordelijk voor het betalen van de bijbehorende kosten.

Kleinverbruiker: Aangeslotenen van netbeheerders zijn onderverdeeld in kleinverbruikers en grootverbruikers afhankelijk van de grootte van de aansluiting. Alle verbruikers met een aansluitwaarde tot 3x80 ampère worden als kleinverbruiker gecategoriseerd.

Kostenreflectiviteit: Kostenreflectiviteit is het principe dat de tarieven die aan gebruikers in rekening worden gebracht, nauwkeurig de werkelijke kosten weerspiegelen die gemaakt worden voor het leveren van een dienst of product (ook wel kostenveroorzakingsprincipe). In de context van het elektriciteitsnetwerk betekent dit dat de prijzen die consumenten en bedrijven betalen, gebaseerd zijn op de daadwerkelijke kosten van distributie, onderhoud en beheer van de infrastructuur. Dit principe zorgt ervoor dat de prijsstructuur eerlijk en transparant is en dat de kosten evenredig worden verdeeld onder de gebruikers, zodat ze corresponderen met het daadwerkelijke gebruik van de diensten.

Leverancier: De elektriciteitsleverancier is het bedrijf dat elektriciteit levert aan de aangeslotenen. De leverancier koopt vaak de energie in bij producenten of produceert deze zelf en verkoopt het vervolgens aan eindgebruikers, waarbij zij ook de facturering en klantenservice verzorgen.

Netbeheerder: De netbeheerder is de organisatie die verantwoordelijk is voor het beheer, onderhoud en de ontwikkeling van het fysieke netwerk van elektriciteit. De netbeheerder zorgt ervoor dat deze voorziening betrouwbaar en veilig getransporteerd wordt van de producent naar de eindgebruikers. Dit omvat taken zoals het aanleggen van nieuwe netwerkinfrastructuur, het oplossen van storingen, het meten van verbruik en het waarborgen van de kwaliteit van de dienstverlening. Netbeheerders opereren onafhankelijk van leveranciers en zijn gereguleerd om eerlijke toegang tot het netwerk voor alle gebruikers te garanderen.

Nettariefstelsel: Een nettariefstelsel is een systeem voor het bepalen en heffen van tarieven voor het gebruik van het elektriciteitsnet. Het omvat de kosten die netwerkbeheerders in rekening brengen aan consumenten en bedrijven voor de aanleg, het onderhoud en het beheer van het elektriciteitsnetwerk. Deze tarieven kunnen variëren op basis van verschillende factoren zoals verbruik, capaciteit, tijd van gebruik en aansluitingstype.

Verbruik (kWh): Verbruik, uitgedrukt in kilowattuur (kWh), is een maat voor de totale hoeveelheid (elektrische) energie die gedurende een bepaalde periode wordt verbruikt. Als een apparaat met een vermogen van 1 kW gedurende 1 uur werkt, bedraagt het verbruik 1 kWh.

Vermogen (kW): Vermogen, uitgedrukt in kilowatt (kW), geeft aan hoeveel elektrische energie een apparaat per tijdseenheid kan leveren of verbruiken. Het is een maat voor de directe energiecapaciteit van een apparaat. Een apparaat met een vermogen van 1 kW verbruikt bijvoorbeeld 1 kilowatt energie per uur wanneer het op volle capaciteit werkt.

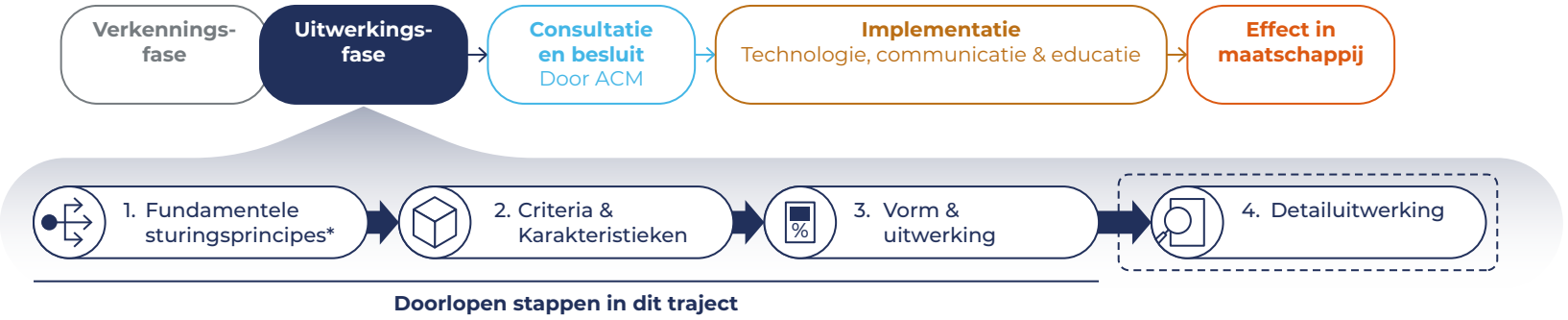
Bijlage 1

Onderzoeksproces

Dit onderzoek vond plaats in de uitwerkingsfase van de eerder genoemde fasen voor invoering van alternatieve nettarieven (zie paragraaf 5.4). Hierbinnen is in drie stappen gekomen tot de vorm en uitwerking van een tariefstelselvariant[65]. Na dit onderzoek dient nog een detailuitwerking plaats te vinden, waar nog allerlei (ontwerp)keuzes gemaakt moeten worden die het effect en de uitvoering beïnvloeden (zie paragraaf 6.6).

Doorlopen stappen in dit onderzoekstraject

Op basis van de fasen voor invoering van alternatieve nettarieven



Figuur 17 **Doorlopen stappen in dit onderzoekstraject. Onderdeel van de uitwerkingsfase voor de invoering van een alternatief nettariefstelsel. Een detailuitwerking was niet in scope.**

Governance

De governance van dit onderzoek bestond uit drie lagen: een stuurgroep met bestuurders waar besluitvorming plaatsvond, een klankbordgroep met brede afvaardiging vanuit stakeholders en een projectgroep met vertegenwoordiging vanuit de netbeheerders en Berenschot. De stuurgroep bestond uit bestuurders vanuit de netbeheerders, ACM nam deel als toehoorder, en KGG gaf beleidsmatige aandachtspunten voor het onderzoek mee. De klankbordgroep bevatte vertegenwoordigers van energieleveranciers, consumentenpartijen, het mkb, het Rijk en (andere) belangenverenigingen.

65) Deze variant is gehanteerd voor de doorrekening. Bij deze analyses wordt ook gereflecteerd op een (tijdsgebonden) piekvermogentarief.

Stuurgroep

Besluitvormende partijen	Toehoorder
• Alliander • Coteq • Enexis • Ministerie van Klimaat en Groene Groei en Klimaat • Netbeheer Nederland • Rendo • Stedin • Westland Infra	• Autoriteit Consument en Markt (ACM)

Klankbordgroep

Energieleveranciers	Consumenten-vertegenwoordiging	Overig
• ANWB Energie (ook consumenten-vertegenwoordiging) • Eneco • Energie Nederland • Essent • Greenchoice • Zonneplan	• Woonbond • NIBUD	• MKB Nederland • Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat • Nederlandse Vereniging Duurzame Energie (NVDE) • Stichting Doet

Projectgroep

Netbeheerders	
• Alliander • Enexis • Netbeheer Nederland • Stedin	• Berenschot

Bijlage 2

Deze bijlage geeft een beknopte toelichting op de voornaamste aannames en gedragsregels in de modelleringen van dit onderzoek. Deze zijn gehanteerd voor de eigen impactanalyses van Berenschot, zoals getoond in dit document; voor de netimpact berekening zijn de resultaten uit de analyses van Berenschot gedeeld met de regionale netbeheerders voor een eerste, ruwe doorrekening op hun laagspanningsnetmodellen.

Voor elk van deze analyses geldt dat het eerste, grove inschattingen zijn om gevoel te geven bij het verwachte effect van het uitgewerkte alternatieve nettariefstelsel. In de hierop volgende detailuitwerking van de tariefrichting zijn nog vele ontwerpkeuzes te maken, en zijn fijnmazigere analyses benodigd.

Gehanteerd scenario

Het centrale scenario dat is gehanteerd in deze analyse is Klimaatambitie (KA) uit het IP2024 voor 2030 (gebaseerd op II3050). Dit scenario is gebaseerd op bestaand en voorgenomen beleid uit de KEV 2022, aangevuld met (toenmalige) kabinetsambities uit het Coalitieakkoord[66]. Ter illustratie zijn hieronder een aantal kengetallen te vinden uit het scenario voor 2030 ten opzichte van 2019:

Kentallen	2019 (ETM)	2030 (IP2024, KA)
Aantal huishoudens	7,9 mln	8,7 mln
Zonnepanelen (opgesteld vermogen)	2,9 GW	14,5 GW
Aantal huishoudens met:		
Elektrische voertuigen	1,6%	33,4%
Warmtepompen	3,2%	15,1%
Hybride warmtepompen	0,2%	11,5%
Thuisbatterijen	0%	7,5%

66) Scenario's investeringsplannen 2024.

Uit het Energietransitiemodel[67)] zijn voor dit scenario geaggregeerde verbruiksprofielen op uurbasis voor heel Nederland verkregen. Deze profielen zijn verbeterd/vervangen met data uit andere bronnen, zoals de Laadprofielengenerator van ElaadNL[68)]. Deze profielen vormden de basis voor alle landelijke analyses, zoals het vaststellen van prijsprofielen voor het nieuwe nettarief (zie hieronder) en landelijke vraagverschuivingen voor de netimpact.

Voor analyses van individuele usecases, zoals de voorbeeldwoningen (zie figuur 7) en de verduurzaming van een modaal huishouden (zie paragraaf 4.1.2), zijn individuele verbruiksprofielen gebruikt van de Zonnedael-dataset van Liander, te vinden onder Verbruiksdata slimme meter 2012-2014, wat slimme meterdata op kwartierbasis bevat[69)]. De dataset bevat geen informatie over de aanwezigheid van elektrische auto's of warmtepompen, aangezien de data uit 2013 komen is in de dataset nog geen elektrificatie van verwarming en vervoer van toepassing.

De basisprofielen zijn zodoende gedimensioneerd naar 2030, en hier zijn (afhankelijk van de karakteristieken van de gedefinieerde voorbeeldwoningen) profielen van EV's, warmtepompen, thuisbatterijen etc. aan toegevoegd.

Prijsreeksen

Zoals kort toegelicht in paragraaf 3.1 is het profiel van de uurtarieven in het tijdsgebonden nettarief gebaseerd op het geaggregeerde landelijke belastingprofiel uit ETM (zie hierboven). Hierbij is de zon-opwek afgetrokken van het geaggregeerde verbruik op uurbasis, waaruit een gemiddeld dagprofiel in de 'zomer-' en 'winter'-periode is gedestilleerd. De tijdsgebonden tarieven volgen de vorm van deze gemiddelde dagen.

De hoogte van de tarieven is gebaseerd op het gemiddelde jaarverbruik van een huishouden uit deze dataset, de netwerkkosten in 2030 en een basislast waar een derde van het budget (€ 185,99 /jaar) en 0,3 kWh/uur verbruik naartoe gaat. In deze gemodelleerde werkelijkheid brengen deze netwerktarieven voor de regionale netbeheerders evenveel op als onder het huidige stelsel; in werkelijkheid zullen de kosten/opbrengsten afwijken juist doordat er gedragsverandering optreedt.

Om de hoogte van de basislast te bepalen is wederom de Zonnedael-dataset van Liander gebruikt[72]. De grens is gesteld zodat kleine tot normale gebruikers 80% van de tijd onder de basislast blijven. Dit zorgt ervoor dat kwetsbare huishoudens niet aangemoedigd worden hun essentiële dagelijkse routines aan te passen. Voor alle huishoudens is het tachtigste percentiel van de vraag per uur genomen. De jaarlijkse vraag heeft direct invloed op de hoogte hiervan. Het gemiddelde van deze waarde is genomen voor verbruikers tot maximaal 2.800 kWh per jaar. Dit resulteert in 0,3 kWh/uur.

Voor de gedragsveranderingberekeningen (zie hieronder) is gekeken naar het integrale elektriciteitskostenperspectief voor consumenten. Zo zijn er vier consumentengroepen onderscheiden:

- consumenten met een vast contract en geen zonnepanelen (verondersteld op 60% van de huishoudens)
- consumenten met een vast contract en wel zonnepanelen (20%)
- consumenten met een dynamische contract zonder zonnepanelen (10%)
- consumenten met een dynamische contract met (10%) zonnepanelen[70)].

Voor dynamische tarieven is de ETM-data op uurbasis voor 2030 gehanteerd[71)].
In figuur 18 is een voorbeelddag uitgelicht voor een vast en een dynamisch contract (beide zonder zonnepanelen). Wat betreft zonnepanelen is het uitgangspunt afschaffing van de salderingsregeling vóór 2030; voor verbruikers met zonnepanelen wordt daarom

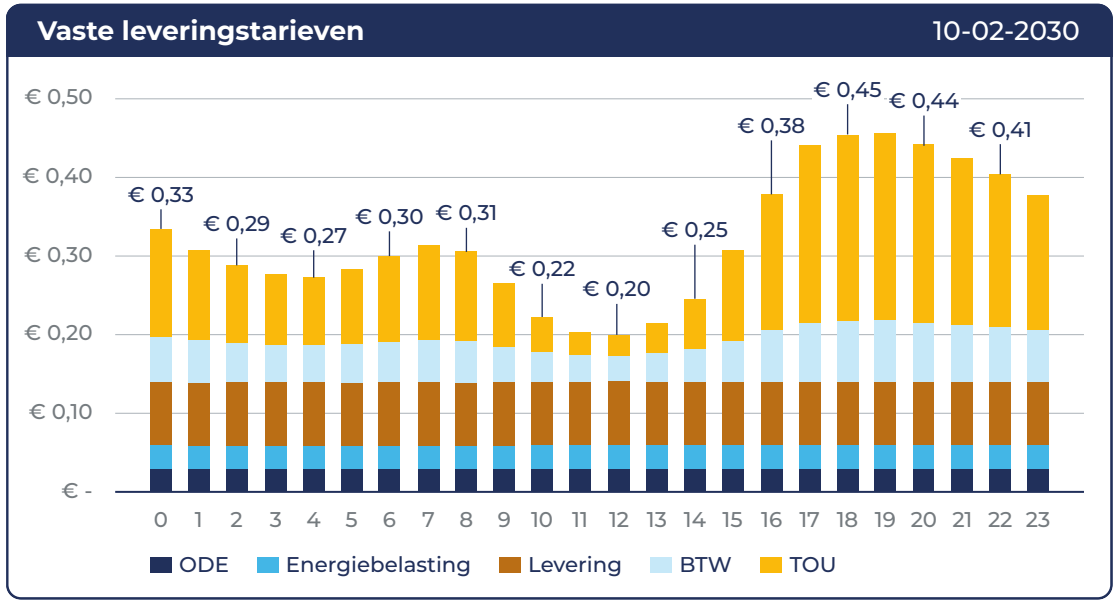
67) Energietransitiemodel.
68) Gemiddelde laadprofielen Generator, ElaadNL.
69) Open data, Liander.

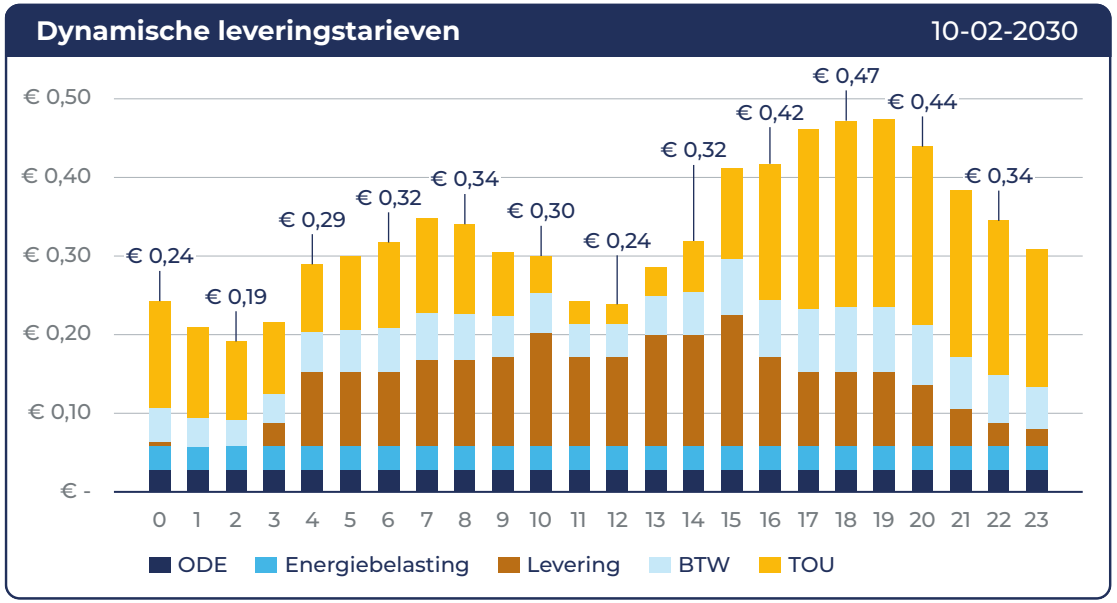
70) Volgens de ACM is het aantal dynamische contracten in 2023 meer dan verdrievoudigd, naar 232.000. Er is aangenomen dat dit doorzet richting 2030 voor met name WP- en EV-eigenaren, tot 20% van het totaal. Ca. 25% van huishoudens (>2 mln. woningen) had in 2023 zonnepanelen. De aanname is daarom dat, met het wegvallen van de salderingsregeling in ogenschouw, het aantal huishoudens met PV toeneemt tot 30% van het totaal.
71) In werkelijkheid is de spreiding in dynamische leveringstarieven over het jaar heen groter in 2030 dan dat het ETM veronderstelt.

verondersteld dat zij bij een overschot liever hun zonnestroom zelf verbruiken dan injecteren, en dat ze hun verbruik waar mogelijk richting de zonuren willen sturen. In het model maken zonnepaneeleigenaren een afweging met het 'misgelopen' teruglevertarief[72].

Integrale elektriciteitsperspectief consument

Zoals gebruikt in de modelleringen, voor een vast en dynamisch contract, op een voorbeelddag in februari 2030





Figuur 18 **Illustratie voorbeelddag van het integrale elektriciteitsperspectief van de consument, waarmee is gerekend in de modelleringen en op basis waarvan gedragsverandering wel of niet plaatsvindt.**

72) Gebaseerd op de huidige terugleververergoedingen, Independer (2023).

Gedragsverandering door consument

De onderstaande tabel licht op hoofdlijnen een aantal aannames toe voor de veronderstelde gedragsverandering bij kleinverbruikers als gevolg van het nieuwe tariefstelsel. Dit onderzoek bekijkt dan ook niet het technische/theoretische potentieel, maar maakt een inschatting van de werkelijke ruimte van kleinverbruikers om te schuiven binnen bepaalde comforteisen. Bijvoorbeeld een continu voldoende verwarmde woning en/of het opladen van een elektrische auto binnen een typische tijd dat een auto aan een publieke laadpaal staat.

(Basis) elektrische apparatuur[73)]	Verondersteld wordt dat dit verbruik met de prijs meebeweegt met een **prijselasticiteit** van 0,03[74)]. Hierbij worden de prijzen van elk uur vergeleken met de goedkoopste zes uren van die dag. Dit verplaatsbare potentieel wordt verplaatst naar deze zes uren. Dit is gedaan met de gedachte dat het gedrag van mensen niet perfect stuurbaar is en dat, zelfs bij gedragsverandering, niet alles naar het goedkoopste uur zal schijven maar wel naar het goedkoopste dagdeel. Relatief gezien verschuift het verbruik van deze apparatuur niet veel. Er wordt immers verondersteld dat het verschuiven van dit verbruik om actieve gedragsverandering van de consument vraagt.
Warmtepomp	Er wordt aangenomen dat 50% van alle warmtepompen stuurbaar is in 2030. Omdat er voor ruimteverwarming sterke comforteisen zijn, wordt de originele verbruikscurve grotendeels gevolgd. Deze curve wordt met een correctiefactor aangepast die de inverse van de prijscurve volgt. Hierdoor wordt verbruik voor een klein deel geschoven en meer verspreid over de dag, maar blijft kamertemperatuur binnen comforteisen. De ochtend- en avondpiek worden hiermee gedempt.
Hybride warmtepomp	Voor de hybride warmtepomp wordt een vergelijkbare modellering toegepast als voor een reguliere warmtepomp. Een toevoeging is dat de hybride warmtepomp overschakelt op gas wanneer de totale gasprijs lager is dan de totale elektriciteitsprijs (inclusief belastingen en met het nieuwe tijdsgebonden netwerktarief).
Warmtepomp waterverwarming	Wederom wordt aangenomen dat 50% van de warmtepompen stuurbaar is. Van dit stuurbare deel wordt aangenomen dat, op elk moment, minimaal 50% van het originele verbruik van een warmtepomp behouden moet blijven, zodat een warmwaterreservoir warm gehouden kan worden en deels kan worden aangevuld. De rest kan worden verdeeld over de goedkoopste uren van de dag, met een maximum per uur gebaseerd op het originele profiel. De gedachte hierachter is dat het niet altijd nodig is om het warmwaterreservoir direct volledig te vullen. Na bijvoorbeeld een douche wordt de tank tot een minimum bijgevuld en deze wordt pas volledig gevuld als de prijs gunstig is, maar wel binnen een minimum tijdspanne.

73) Elektrische apparatuur wordt gebruikt volgens de ETM-definitie. Het ETM licht niet toe wat hier exact onder valt. Een aantal voorbeelden van elektrische apparaten zijn witgoed, strijkijzers, magnetrons, koelkasten, waterkokers en elektronica (laptops, tv's, e.d.). Elektrische apparatuur is veelal de grootste verbruiksgroep van Nederlandse huishoudens.
74) In een voorafgaand onderzoek is een uitgebreid literatuuronderzoek gedaan naar gedragsverandering bij prikkels. Uit een van de vooraanstaande systeemstudies (die meerdere studies vergelijkt) is een prijselasticiteit overgenomen: Acturus: International evidence on dynamic pricing. Ahmad Faruqui and Sanem Sergici, 2013 – *gemiddeld resulteert een piek-dal-prijsverschil van een factor 10 in een reductie van 30%.*

Elektrische auto's – thuis en elders

Zoals eerder vermeld zijn voor EV's laadprofielen van de Laadprofielengenerator van ElaadNL gebruikt. Hierin wordt onderscheid gemaakt tussen thuis laden (bij een laadpaal), snel laden (bijvoorbeeld bij tankstations), werk laden (bij een laadpaal op werk) en publiek laden (bij publieke laadpalen zoals vlakbij huis of bij winkels). ElaadNL hanteert hierin de volgende verdeling: 19% thuis, 9% snel, 17% werk, 55% publiek. Deze profielen worden geschaald om op hetzelfde jaartotaal te komen als het Klimaatambitiescenario uit het ETM. We gebruiken echter de ElaadNL-profielen omdat deze gebaseerd zijn op historische laadsessies en meer variatie per dag hebben. De profielen uit het ETM zijn elke weekdag hetzelfde en elke weekenddag hetzelfde, wat leidt tot een gematigder profiel.

Er is aangenomen dat 70% van de EV's stuurbaar is in 2030. In 2021 gaf al 72% van de EV-rijders aan in staat te zijn slim te laden75). Een groot deel doet dit nu alleen nog niet (altijd). Van de beschikbare voertuigen die thuis laden is aangenomen dat 50% van het verbruik tijdens de piek onveranderd blijft. Voor publiek laden is dit 75%. Ten eerste zal niet iedereen die slim kan laden, dit ook doen. Daarnaast zal bij slimme laadsessies alsnog een deel van de elektriciteit in de minder gunstige uren verkregen worden, zodat bij korte laadsessies mensen hun auto nog steeds kunnen gebruiken.

In de modellering gebeurt het sturen enkel tijdens dagelijkse piekperiodes waarbinnen het gros van de laadsessies zal plaatsvinden. Hiervoor is het gedrag per type laadsessie anders. Op het werk en snel laden gebeuren doorgaans op het middenspanningsnet en laten we daarom buiten beschouwing.

Voor publiek en thuis laden wordt verschillend gedrag aangenomen. Volgens het laadonderzoek van ElaadNL, waarin tienduizend laadsessies van Jedlix zijn geanalyseerd, zijn thuislaadsessies bijna altijd langer dan acht uur76). Sessies elders zijn doorgaans korter. Hiervoor wordt drie uur aangenomen. Het is echter zo dat een deel van het publiek laden qua gedrag dichterbij thuisladen ligt. Dit gaat om mensen zonder privélaadpaal die wel de hele avond of nacht hun auto aansluiten aan een publieke paal. Volgens het Nationaal Laadonderzoek 2022 is dit 21% van al het laden77).Omdat het laadgedrag van publiek laden vlakbij huis zeer vergelijkbaar is met dat van thuis laden, voegen we dat gedrag samen door een deel van het publieklaadprofiel af te trekken en toe te voegen aan het thuislaadprofiel. Dit zorgt voor een groter volume thuisladen en een publieklaadprofiel met een aangepaste vorm.

Omdat thuis laden typisch gebeurt na werkdagen en tot uiterlijk het vertrek de volgende ochtend, nemen we aan dat pieken in thuislaadprofielen geschoven kunnen worden binnen een tijdsblok van 17.00 tot 08.00 uur. Publiek laden vindt juist plaats van huis en kan daarom geschoven worden binnen een tijdsblok van tussen 08.00 en 20.00 uur. Binnen deze tijdsblokken kunnen pieken geschoven worden, maar het totaalvolume dient gelijk te blijven. Om te voorkomen dat alle auto's op onbeperkt vermogen zullen gaan laden op het één goedkoopste uur, wordt er een beperking gelegd op het maximale laadvermogen van auto's.

Het effect van de EV-sturing is aanzienlijk. Bij de grootste tien jaarpieken wordt 71% tot 85% van de piekreductie gerealiseerd door de sturing van EV's. Voornamelijk het effect van thuis laden is groot, waarbij grote volumes van de avonduren verschuiven naar de nacht en vroege ochtend.

75) Nationaal Laadonderzoek, rvo 2021 en 2022
76) Slim Laden voorkomt overbelasting energienetwerk, ElaadNL
77) Nationaal Laadonderzoek, rvo 2022

Thuisbatterij	Aangenomen is een adoptie van thuisbatterijen van in totaal 5,98 GWh aan opslag en een (ont)laadvermogen van 2 GW verdeeld over 7,5% van de huishoudens in Nederland (naar aannames in ETM). Zonder tariefprikkel acteren deze batterijen enkel op day-ahead-prijsreeksen uit het ETM. Hierbij wordt geladen en ontladen op basis van de hoogste en laagste prijzen binnen blokken van zes uur. In aanwezigheid van de tariefprikkel wordt batterijgedrag complexer; immers geldt het tijdgebonden kWh-tarief alleen op afname (dus opladen), maar wordt dit niet terugverdiend bij ontladen. Daarom wordt er voor laden wederom gekeken naar de hoogste prijs binnen blokken van zes uur. Echter, maximaal ontladen wordt alleen gedaan wanneer de prijs voor teruglevering (ontladen) op dat moment hoger is dan de laagste prijs die binnen een blok van 24 uur voor laden betaald zou moeten worden. Wanneer dat niet het geval is, wordt alleen ontladen met het eigenverbruik van dat moment voor de betreffende huishoudens (7,5% van Nederland).
Overig en zon-PV	Overige posten van elektriciteitsvraag en opwek van zonnepanelen verschuiven niet.

Kostenverdeling

Voor de analyses rondom de kostenverdeling is gebruik gemaakt van de Kerncijfers wijken en buurten 2022[78]. Hierin staan aantallen woningen per woningtype en gemiddelde inkomens genoteerd op buurtniveau. Dit is het meest gedetailleerde niveau waarop het CBS openbaar rapporteert[79]. Deze data zijn gecombineerd met de elektriciteitsverbruiksdata (gecategoriseerd op buurtniveau), waaruit een grove inkomstenverdeling volgt per woningtype en elektriciteitsverbruik.

78) Kerncijfers wijken en buurten 2022.
79) Het gebruiken van CBS' microdata zou een fijnmazigere analyse zijn, maar gezien het tijdspad van dit onderzoek is hier niet voor gekozen; in een vervolg studie naar de detailuitwerking van een tariefrichting wordt dit wel geadviseerd.

Bijlage 3

Deze bijlage geeft een toelichting op de voornaamste aannames die ten grondslag liggen aan de inschatting van de groepsgroottes in de huishouden casuïstiek.

Kwetsbaar huishouden. Het aantal huishoudens in deze categorie schatten wij rond de ***dertigduizend*** woningen. In 2022 bestond voor ±32k personen op grond van de ZvW een vergoeding voor hoge elektriciteitskosten door medische apparatuur als chronische thuisbeademing, thuisdialyse en zuurstofapparatuur thuis[80]. Een prognose richting 2030 is hierin lastig.

Appartementeigenaar. Het aantal huishoudens in deze categorie schatten wij tussen de ***200k-550k***. In 2021 bestonden er 435k warmtenetaansluitingen; wij schatten dat minimaal (en waarschijnlijk meer dan) de helft hiervan uit appartementen bestond, wat de ondergrens vormt. De ambitie van het voorgaande kabinet was om in 2030 tot 950.000 warmtenetaansluitingen te komen[81]. Energieleveranciers richten zich onder de huidige marktomstandigheden voor warmtenetten voornamelijk op nieuwbouw[82], wat volgens ABF richting 2030 voor 63% uit appartementen bestaat[83]. Dit vertaald zich naar circa +325k extra warmtenet appartement aansluitingen.

Modaalhuishouden. Het aantal huishoudens in deze categorie schatten wij tussen de ***2,0 mln – 3,4 mln***. In 2023 waren er 3,38 mln rijtjeswoningen, ofwel 42,0% van het totaal[91]. Met de doelstelling van nog 891k extra woningen tussen 2023-2030 komen hier met 42% nog eens 374k vrijstaande woningen bij; in praktijk verwachting wij dat er relatief meer meergezinswoningen worden bijgebouwd. Volgens de IP2024 Klimaatambitie in ETM[84] heeft in 2030 nog 54% van de woningen een HR-ketel. Voor nu uitgaande van een homogene verdeling resulteert dit in 2,03 mln woningen.

Een huis vol. Het aantal huishoudens in deze categorie schatten wij tussen de ***220k-410k***. Volgens het CBS waren er in 2023 405k[85] huishoudens met 5 personen of meer; hun prognose van 2018 voor 2030 was 404k[86] huishoudens (wat vervolgens weer oploopt naar 436k in 2040). Volgens de IP2024 Klimaatambitie in ETM[87] heeft in 2030 nog 54% van de woningen een HR-ketel. Voor nu uitgaande van een homogene verdeling resulteert dit in 218k woningen.

Duurzaamheidsambitie. Het aantal huishoudens in deze categorie schatten wij tussen de ***90k-260k***. In 2023 waren er 704k 2-onder-1 kap woningen, ofwel 8,7% van het totaal[88]. Met de doelstelling van nog 891k extra woningen tussen 2023-2030[89] komen hier met 8,7% nog eens 78k 2-onder-1 kap woningen bij; in praktijk verwachting wij dat er relatief meer meergezinswoningen worden bijgebouwd. Volgens de IP2024 Klimaatambitie in ETM[90] heeft in 2030 11,5% van de huishoudens een hybride warmtepomp en zijn grofweg een derde van de personenauto's elektrisch. Voor nu uitgaande van een homogene verdeling vormen dit de ondergrenzen van: 90k (11,5% van 782k) en 260k (33% van 782k).

80) Personen voor wie op grond van de Zvw een vergoeding bestaat voor elektriciteitskosten bij gebruik van medische hulpmiddelen thuis: Chronische thuisbeademing, Thuisdialyse, Zuurstofapparatuur Thuis
81) Nationaal Warmtenet Trendrapport 2021 (link; link)
82) Vattenfall: grootschalige warmteprojecten in bestaande bouw niet meer opgestart
83) Kamerbrief over Primos-prognose en rapportage plancapaciteit
84) Energietransitiemodel – IP2024 Klimaatambitie
85) CBS - Particuliere huishoudens naar samenstelling en grootte, 1 januari
86) CBS - Prognose huishoudens op 1 januari; kerncijfers 2019-2060
87) Energietransitiemodel – IP2024 Klimaatambitie
88) CBS - Nederland in cijfers - Hoeveel woningen zijn er?
89) Kamerbrief over Primos-prognose en rapportage plancapaciteit
90) Energietransitiemodel – IP2024 Klimaatambitie

Maximale elektrificatie. Het aantal huishoudens in deze categorie schatten wij tussen de ***90k-180k***. In 2023 waren er 1,04 mln vrijstaande woningen, ofwel 13,0% van het totaal[91]. Met de doelstelling van nog 891k extra woningen tussen 2023-2030 komen hier met 13% nog eens 115k vrijstaande woningen bij; in praktijk verwachting wij dat er relatief meer meergezinswoningen worden bijgebouwd. Volgens de IP2024 Klimaatambitie in ETM[91)] heeft in 2030 7,5% van de woningen een thuisbatterij en 15,1% een full-electric warmtepomp. Voor nu uitgaande van een homogene verdeling vormen dit de ondergrenzen van: 86k (7,5% van 1,16 mln) en 175k (15,1% van 1,16 mln).

91) Energietransitiemodel – IP2024 Klimaatambitie

Bijlage 4

B.4.1 Hoe ziet het nettarief er voor niet-huishoudelijke klanten uit?

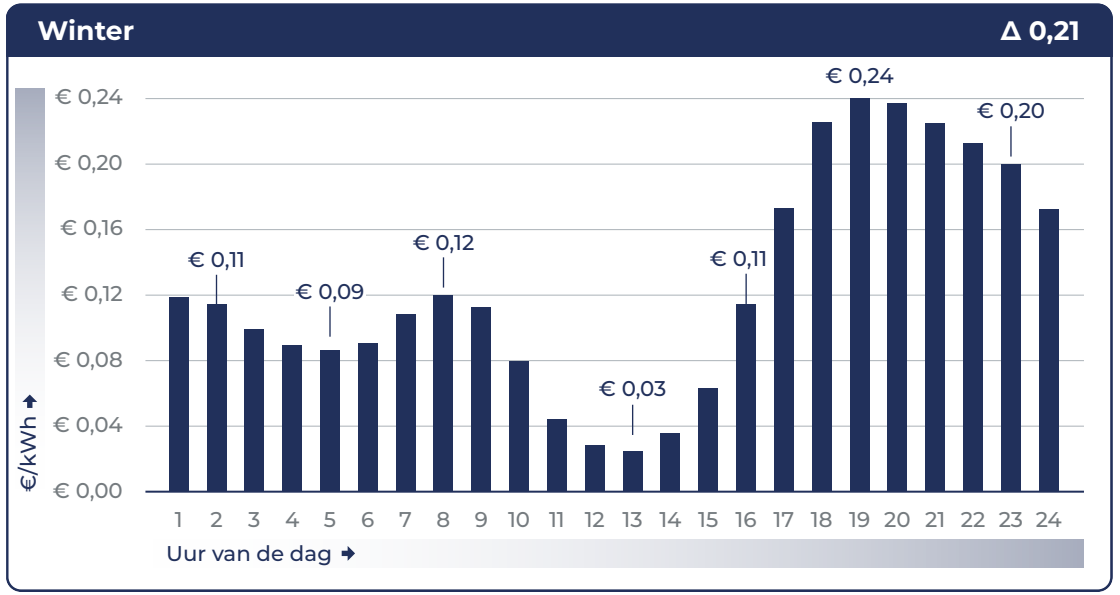
Huishoudelijke kleinverbruikers hebben doorgaans een 3x25 ampère aansluiting. Om de impact op niet-huishoudelijke klanten te bepalen moet ook voor alle andere kleinverbruikaansluitingen (alle aansluitingen tot en met 3x80 ampère) worden vastgesteld hoe het tijdgebonden kWh-tarief eruit zal zien. Hiertoe trekken we de methodiek zoals uitgewerkt voor huishoudens door naar de grotere aansluitingscategorieën. Hierbij is het uurlijks variërende tarief is gelijk voor alle categorieën. Om per aansluitcategorie nog steeds dezelfde totale netwerkkosten op te halen, wordt het uurlijks variërende tarief aangevuld met een basislast dat bestaat uit een vast bedrag dat bepaald wordt voor elke aansluitingscategorie.

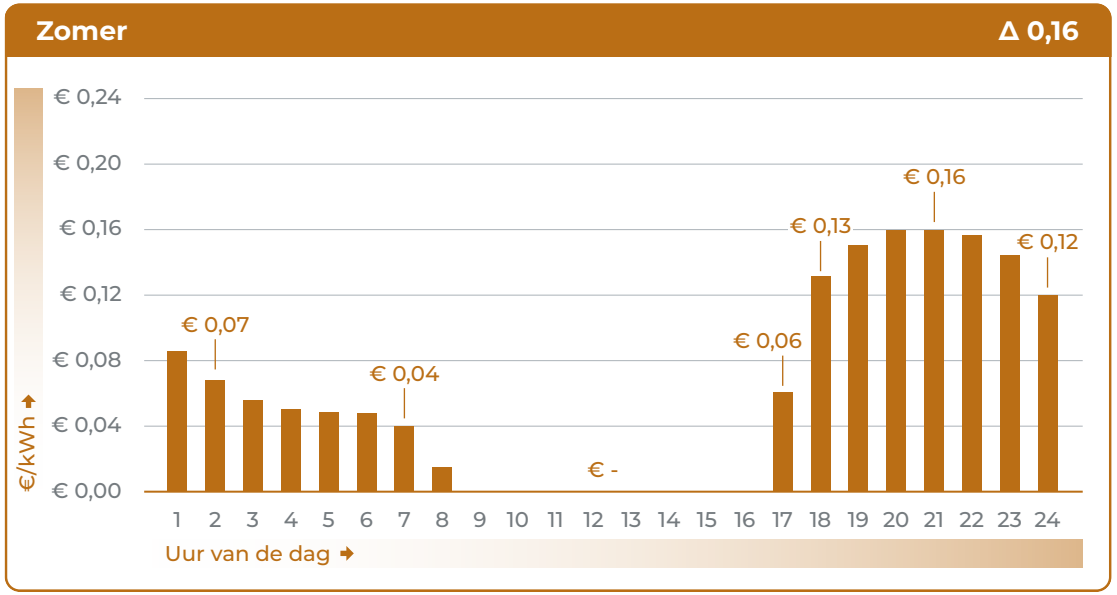
Variabele prijsprofiel gelijk voor alle KV-aansluitingen

Om de impact van het uitgewerkte alternatief nettarief op niet-huishoudelijke klanten in te schatten, wordt gerekend met hetzelfde prijsprofiel voor huishoudens (zie Figuur 1). De vorm van dit prijsprofiel is opgesteld aan de hand van de verbruiksprofielen van woningen, die met 90% van alle KV-aansluitingen zeer bepalend zijn voor de netbelasting op laagspanning. Ook de hoogte van tarieven in het prijsprofiel zijn gebaseerd huishoudens, die voornamelijk het capaciteitstarief van de 1x25 ampère – 3x25 ampère categorie betalen, waarbij het uitgangspunt is om in het nieuwe tariefstelsel gelijke netbeheerkosten op te halen binnen deze categorie.

Uurtarieven nieuw stelsel, voor 'winter' en 'zomer'

Gehanteerd voor doorrekeningen dit onderzoek, o.b.v. gemiddeld verbruik, profiel en netkosten per woning in 2030





Figuur 20 **Uurtarieven voor een nieuw tariefstelsel, zoals gehanteerd voor de doorrekeningen in dit onderzoek[92]. Links het tarief voor de 'winter'-periode (oktober – april) en rechts de 'zomer' (april – oktober).**

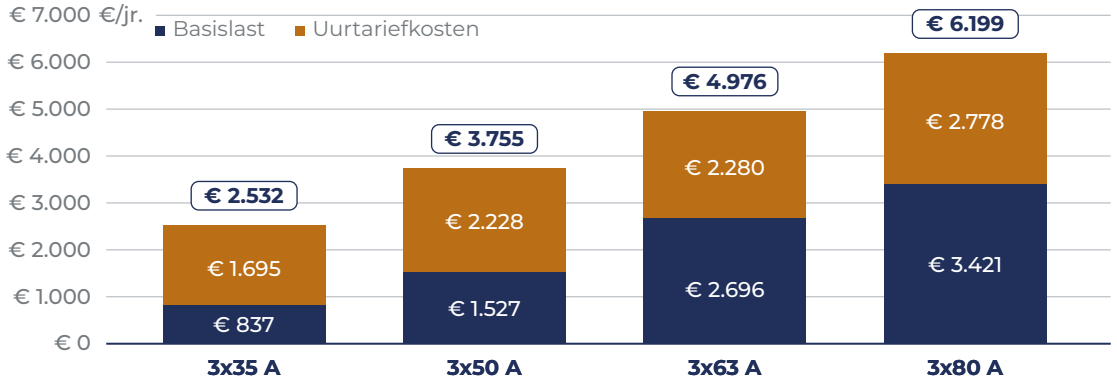
92) Uurtarieven zijn gebaseerd op het gemiddelde verbruik en profiel van woningen volgens het IP2024 'Klimaat Ambitie' scenario, zoals ingevoerd in het Energie Transitie Model.

De basislast wordt aangepast per aansluitingscategorie om de opgehaalde netwerkkosten binnen elke categorie gelijk te houden

Een uitgangspunt in deze analyse is om dezelfde inkomstenverdeling over de verschillende aansluitingscategorieën te behouden als onder het huidige nettarief in 2030 het geval zou zijn. Hierin zijn in een detailuitwerking mogelijk ook andere keuzes te maken (zie paragraaf 4.3.3). Om per categorie het bedrag voor de basislast vast te stellen, is daarom per aansluitcategorie bepaald wat de verwachte opbrengsten zullen zijn vanuit de variabele tariefcomponent. Deze worden vervolgens aangevuld met een basislast om zo te komen tot het tarief onder het huidige stelsel (in 2030)[93]. Figuur 21 toont per aansluitcategorie de verwachte gemiddelde kosten vanuit het uurtarief en de daaruit volgende hoogte van de basislast.

Gemiddelde kostenverdeling basislast en uurtarief

Voor de hogere kleinverbruik aansluitcategorieën, 2030



Figuur 21 **Kostenverdeling basislast en uurtariefkosten voor de hogere kleinverbruik aansluitcategorieën. Hierdoor blijven de inkomsten ten opzichte van het huidige nettariefstelsel (in 2030) gelijk.**

93) De hoogte van de tarieven zijn gebaseerd op de door ACM gepubliceerde tarieven van 2023 en de veronderstel groei van tarieven door Netbeheer Nederland7 richting 2030

B.4.2 Hoe ziet de groep niet-huishoudelijke aansluitingen eruit?

De groep klein-zakelijke aansluitingen is zeer heterogeen in zowel netaansluiting, als omvang van verbruik en verbruiksprofiel. Zodoende is de impact van de voorgestelde tariefrichting op deze groep als geheel dan ook moeilijk te duiden. Daarom bieden we meer inzicht in sectoren, verbruiken en verbruiksprofielen binnen de groep van klein-zakelijke aansluitingen.

Klein-zakelijke aansluitingen vertegenwoordigen een tiende van de kleinverbruikersaansluitingen en 15% van het energieverbruik

Op basis van de jaarverbruiksdata van de regionale netbeheerders[94] is een onderverdeling gemaakt van kleinverbruiksaansluitingen en -verbruik per aansluitcategorie. Deze informatie is geëxtrapoleerd naar 2030, uitgaande van een groei van het aantal aansluitingen[95] en verbruik[96]. De onderverdeling tussen klein-zakelijke aansluitingen en huishoudens is gebaseerd op een dataset van Alliander met verdelingen per aansluitcategorie; deze set is getoetst met een Enexis dataset. Uit deze analyse blijkt dat 10% van de aansluitingen en 15% van het energieverbruik afkomstig is van klein-zakelijke aansluitingen.

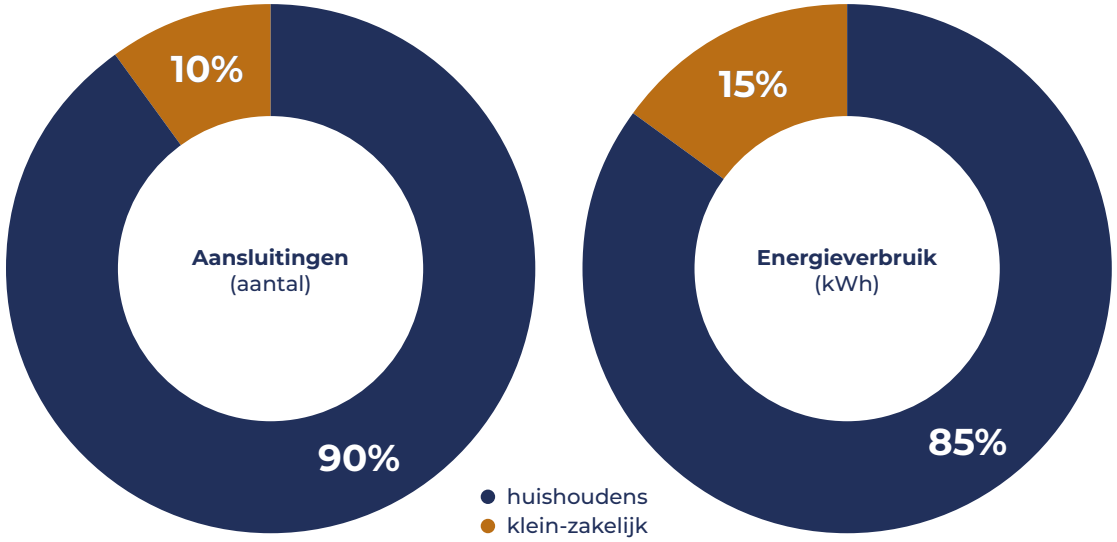
Overgrote meerderheid van de kleinverbruikersaansluitingen, waaronder klein-zakelijk, bevindt zich in de 1x25A t/m 3x25A aansluitcategorie

De onderverdeling van KV-aansluitingen in 2030 per aansluitcategorie laat zien dat veruit de meeste aansluitingen tot de 1x25 ampère – 3x25 ampère groep[97] behoren. Onder het huidige nettariefstelsel betalen zij een vergelijkbaar capaciteitstarief rond de €350 per jaar, afhankelijk van de netbeheerder. Negentig procent van de aansluitingen binnen deze groep betreft huishoudens.

94) Sinds 01-07-2015 publiceren alle regionale netbeheerders jaarverbruiksdata op hun eigen website.
95) Hierin is uitgegaan van de jaarlijkse groei van 110k nieuwe kleinverbruik aansluitingen in 2023, NBNL
96) Voor de groei van het verbruik is, net als in de rapportage, uitgegaan van het IP2024 Klimaatambitie scenario in het Energietransitiemodel.
97) Dit is een categorisering op basis van het capaciteitstarief die de regionale netbeheerders rekenen. Elke regionale netbeheerder hanteert een andere categorisering.

Verdeling huishoudens en klein-zakelijke kleinverbruikers

2030 prognose o.b.v. 2023 verbruiksgegevens RNBs en groei aantal KV-aansluitingen.
De onderverdeling klein-zakelijk en huishoudens is gemaakt met interne datasets RNBs.

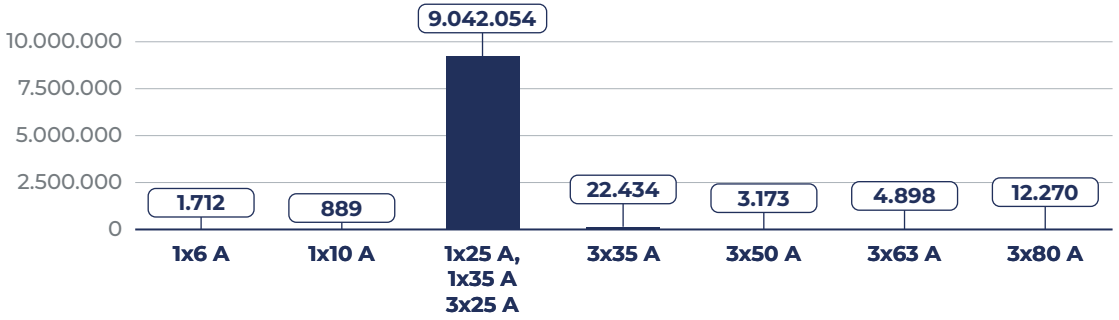


Figuur 22 **Onderverdeling kleinverbruiksaansluitingen en energieverbruik tussen huishoudens en niet-huishoudelijke aansluitingen, <3x80 ampère.**

In alle andere aansluitcategorieën betreft de meerderheid van de aansluitingen klein-zakelijke aansluitingen. Omdat de aansluitcategorie 1x25 ampère - 3x25 ampère zo omvangrijk is, bevat deze in absolute aantallen toch nog de meeste klein-zakelijke aansluitingen (circa 900.00 aansluitingen).

Kleinverbruiksaansluitingen per aansluitcategorie

2030 o.b.v. 2023 verbruiksgegevens RNBs en groei KV-aansluitingen



Figuur 23 **Onderverdeling kleinverbruiksaansluitingen per aansluitcategorie tot en met 3x80A**

Onderverdeling klein-zakelijke aansluitingen

Klein-zakelijke aansluitingen zijn heterogeen in type verbruik; impact van het variabele uurtarief zal verschillend uitpakken voor ochtend-, middag-, en avondgebruikers

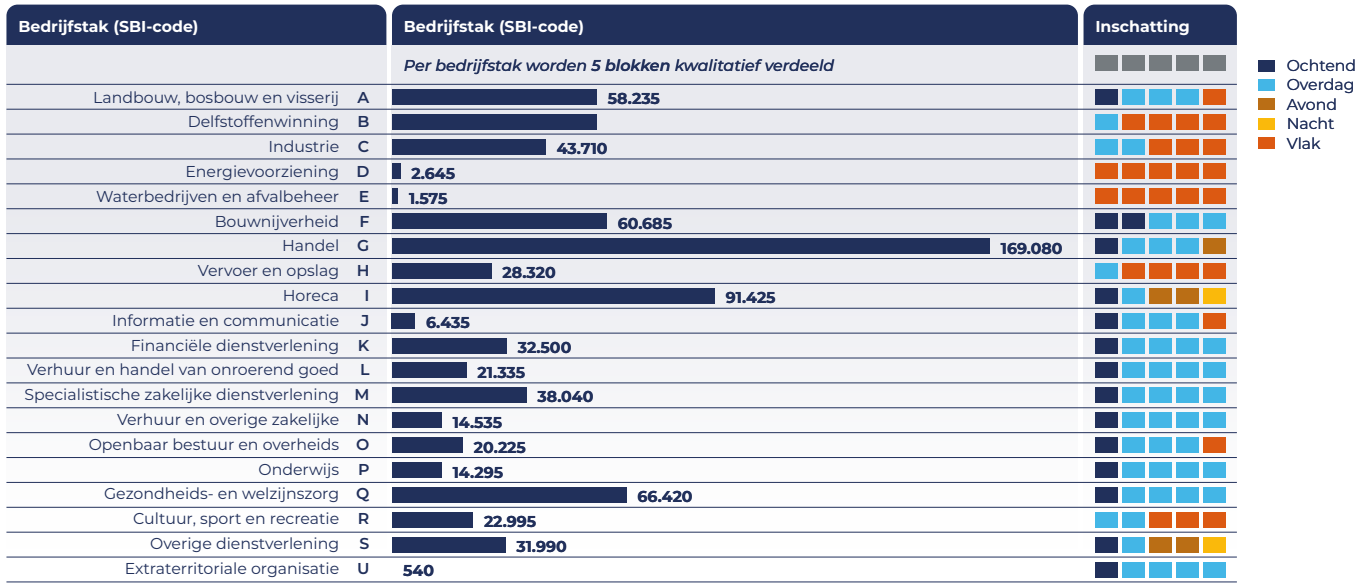
Het verbruiksprofiel van verschillende huishoudens kent relatief weinig variatie. Typisch verbruikt een huishouden in de nacht weinig elektriciteit en in de ochtend- en avonduren veel. Klein-zakelijke aansluitingen tonen een veel grotere heterogeniteit in hoeveelheden verbruik, maar ook in de verbruiksprofielen. Een meubelzaak zal typisch overdag veel verbruiken, een kleine bakker ‘s nachts en een restaurant in de avond. De impact van het voorgestelde tariefstelsel zal dus ook verschillen tussen deze type klein-zakelijke aansluitingen. Om toch inzicht te bieden in de impact op deze groep definiëren we vijf typische verbruiksprofielen en geven we een inschatting van de verdeling van niet-huishoudelijke aansluitingen over deze vijf verbruiksprofielen.

We gebruiken een CBS-dataset[98)] die per bedrijfstak (SBI 2008 codes, niveau 1) een onderverdeling maakt van het aantal zakelijke klanten met een verbruik van minder dan 100.000 kWh/jaar (zie Figuur 23). Dit verbruik komt naar schatting overeen met het verbruik van KV-aansluitingen. Op basis van de beschrijving van de achterliggende

98) CBS - Aardgas- en elektriciteitslevering aan bedrijven; verbruiksklasse, SBI 2008

economische activiteiten (SBI-codes), schatten we kwalitatief in welke verbruiksprofielen gevonden kunnen worden binnen elke bedrijfstak. We maken hierin onderscheid tussen een profiel met een ‘ochtendpiek’, ‘overdagpiek’, ‘avondpiek’, ‘nachtpiek’ en een ‘vlak (ook wel continu)’ profiel. Figuur 23 toont per economische hoofdactiviteit het totaal aantal KV-aansluitingen en een inschatting van welke typische profielen voornamelijk voorkomen. Deze analyse resulteert bovendien in een inschatting van het aantal aansluitingen per type verbruiksprofiel (onderaan figuur 23).

Onderverdeling klein-zakelijke aansluitingen per bedrijfstak



Figuur 24 **Inschatting van onderverdeling klein-zakelijke aansluitingen per bedrijfstak op basis van CBS-data 2022, tot 100.000 kWh/jaar**

	Ochtend	Overdag	Avond	Nacht	Vlak
Aansluitingen	**20%**	**48%**	**13%**	**4%**	**15%**
O.b.v. kwalitatieve inschatting	*~150k*	*~350k*	*~90k*	*~30k*	*~110k*

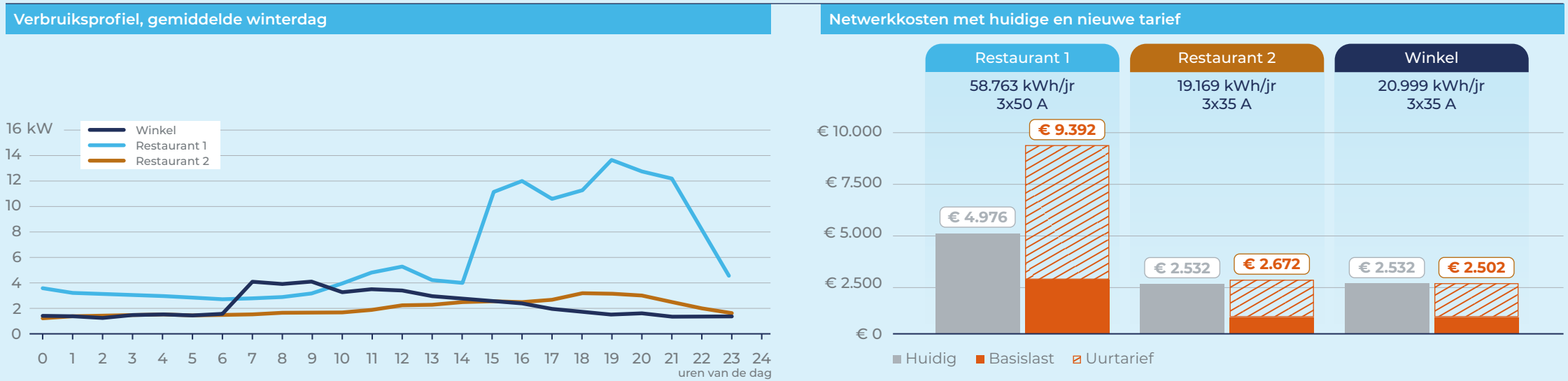
Figuur 25 **Inschatting van onderverdeling klein-zakelijke aansluitingen per type verbruiksprofiel, op basis van een kwalitatieve inschatting**

Casuïstiek van daadwerkelijke profielen

De beschikbaarheid van daadwerkelijke profielen is zeer beperkt en maakt het uitdagend om op basis van de wel beschikbare data conclusies te trekken. Desondanks geven we graag inzicht in hoe het alternatieve nettarief zou uitpakken voor een drietal daadwerkelijke en geanonimiseerde verbruiksprofielen waartoe we beschikking hebben gekregen via COMCAM (Restaurant 1 en 2) en Scholt Energy (Winkel). Het betreft de profielen van een restaurant met een 3x50 ampère aansluiting en een restaurant en een winkel beide met een 3x35 ampère aansluiting (zie Figuur 25). Zoals verwacht gaan beide restaurants meer betalen voor het tijdgebonden kWh-tarief omdat hun verbruik het hoogste is tussen 16:00 – 22:00. Voor restaurant 1 nemen de netbeheerkosten toe met zo'n 88% tot € 9.392,-. Een stijging van de netkosten is in lijn der verwachting, bovendien is het jaarverbruik van dit restaurant binnen zijn aansluiting aan de hoge kant. Dit verklaart de grote toename van de netkosten. De stijging in de netbeheerkosten voor restaurant 2 zijn met 6% een stuk beperkter. De netbeheerkosten van de winkel nemen met 1% zeer beperkt af. Hoewel het verbruik van deze winkel een typische ochtendpiek laat zien, waarmee je een daling van de netkosten zou verwachten, is de daling beperkt doordat het jaarverbruik binnen de aansluitcategorie aan de hoge kant ligt. Ter vergelijking, het jaarverbruik van de winkel is bijna 2000 kWh hoger dan dat van restaurant 2. Desondanks daalt het nettarief van de winkel.

Verbruiksprofielen en netwerkkosten 2030

Voor het drietal werkelijke klein-zakelijke profielen, geen sturing



Figuur 25 **Drietal verbruiksprofielen en netwerkkosten in 2030 van werkelijke profielen. Data beschikbaar gesteld door COMCAM (Restaurant 1 & 2) en Scholt Energy (Winkel).**

‘WIJ ZIJN BERENSCHOT, GRONDLEGGER VAN VOORUITGANG’

Wij zien een Nederland dat altijd in ontwikkeling is. Zowel sociaal als organisatorisch verandert er veel. Al meer dan 80 jaar volgen wij deze ontwikkelingen op de voet en werken we aan een vooruitstrevende samenleving. Daarbij staan we voor duurzaam advies en de implementatie hiervan. Altijd gericht op vooruitgang én echt iets kunnen betekenen voor mensen, organisaties en de maatschappij.

Alles wat we doen, is onderzocht, onderbouwd en vanuit meerdere invalshoeken bekeken. In ons advies zijn we hard op de inhoud, maar houden rekening met de menselijke maat. Onze adviseurs doen er alles aan om complexe vraagstukken om te zetten naar praktische oplossingen waar u iets mee kan. Wij geven advies en bieden digitale oplossingen waarbij we ons focussen op:

- Toekomst van werk en organisatie
- Energietransitie
- Toekomst van zorg
- Transformatie van openbaar bestuur

Berenschot Groep B.V.

Van Deventerlaan 31-51, 3528 AG Utrecht
Postbus 8039, 3503 RA Utrecht
030 2 916 916
www.berenschot.nl