



Vlaanderen
is energie en klimaat



Onderzoek naar de impact van het capaciteitstarief

Eindrapport gepubliceerd op 20/12/2021

Eindrapport geactualiseerd op 23/02/2022

**VLAAMS
ENERGIE- &
KLIMAATAGENTSCHAP**

www.energiesparen.be

Onderzoek naar de impact van het capaciteitstarief

Deze studie behelst het onderzoek naar de impact van de nieuwe tariefstructuur voor residentiële eindverbruikers. Vanaf midden 2022 verandert immers de wijze waarop de nettarieven, een onderdeel van de elektriciteitsfactuur, samengesteld worden. Waar de nettarieven momenteel voornamelijk verbruiksafhankelijk zijn, en dus gebaseerd op de kWh-afname, introduceert de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt (VREG) in 2022 een nieuwe tariefdrager, het zogenoemde capaciteitstarief. Dit capaciteitstarief wordt voor verbruikers met een digitale meter bepaald op basis van hun uitgemiddelde maandpiek—vermogensterm genoemd - terwijl huishoudens met een klassieke meter een vaste bijdrage voor die vermogensterm zullen moeten betalen.

Op basis van historische verbruiksgegevens wordt de impact van de wijzigende nettarieven op de elektriciteitsfactuur in kaart gebracht voor diverse types huishoudens (kleine of grote verbruikers, met en zonder elektrische (accumulatie) verwarming, aanwezigheid zonnepanelen, beschermde afnemers, etc.). Deze impact wordt bekeken zowel voor de klassieke als de digitale meter en naast elkaar gezet. Voor huishoudens met zonnepanelen worden zowel prosumënten met een terugdraaiende teller beschouwd als huishoudens met een digitale meter die op hun werkelijke afname gefactureerd worden.

Finaal wordt de rol van het capaciteitstarief in de energietransitie onderzocht en indien het capaciteitstarief de gewenste elektrificatie bevordert. Meer specifiek wordt de elektrificatie van mobiliteits- en warmtevraag in de vorm van elektrische voertuigen en warmtepompen onderzocht, gelet op hun rol binnen het Vlaams Energie- en Klimaatplan.

Dit rapport bevat de mening van de auteur(s) en niet noodzakelijk die van de Vlaamse Overheid. Het werd opgesteld aan de hand van werkelijke verbruiksgegevens die met de grootste zorg werden verzameld. Het Vlaams Energie- en Klimaatagentschap en zijn aangestelden kunnen evenwel niet aansprakelijk worden gesteld door de gebruiker van dit rapport voor eventuele fouten, onnauwkeurigheden of onvolledigheid die tot directe of indirecte, materiële of immateriële schade aanleiding zou geven. De gebruiker neemt kennis van deze informatie 'as is' en blijft eindverantwoordelijke voor het eventuele verder gebruik ervan. Fouten, onnauwkeurigheden of onvolledigheid kunnen steeds gemeld worden via het contactformulier op: <https://www.energiesparen.be/info>.

COLOFON

Verantwoordelijke uitgever

Luc Peeters,

Administrateur-generaal,

Vlaams Energie- en Klimaatagentschap (VEKA)

Koning Albert II-laan 20 bus 17

1000 Brussel

veka@vlaanderen.be

www.energiesparen.be

Auteurs

Prof. dr. ir. Jan Desmet – Universiteit Gent, onderzoeksgroep EELab/Lemcko

ir. Robbert Claeys – Universiteit Gent, onderzoeksgroep EELab/Lemcko

ing. Rémy Cleenwerck – Universiteit Gent, onderzoeksgroep EELab/Lemcko

ing. Gianni De Greve – Universiteit Gent, onderzoeksgroep EELab/Lemcko

ing. Toon Vanhove - Universiteit Gent, onderzoeksgroep EELab/Lemcko

Depotnummer

D/2022/3241/173

Wijze van citeren

Universiteit Gent, Desmet, J., Claeys, R., Cleenwerck, R., Degreeve, G., Vanhove, T. (2021, December). *Onderzoek naar de impact van het capaciteitstarief*. Onderzoek i.o.v. het Vlaams Energie- en Klimaatagentschap.

Versiegeschiedenis

- Versie 1: 20/12/2021
 - o Initiële publicatie van het eindrapport.
- Versie 2: 23/02/2022
 - o Toevoeging Corrigendum
 - o Actualisatie publieke samenvatting en resultaten o.b.v. finale nettarieven [zoals gepubliceerd door de VREG d.d. 23/12/2021](#).

Samenvatting

De nettarieven vormen een belangrijk deel van de totale jaarlijkse elektriciteitsfactuur en zijn de exclusieve bevoegdheid van de VREG, de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt. Vanaf midden 2022 verandert de wijze waarop deze nettarieven gefactureerd worden aan Vlaamse residentiële verbruikers. De nettarieven bestaan momenteel voornamelijk uit een verbruiksafhankelijke term voor verbruikers zonder zonnepanelen, aangevuld met een beperkte vaste kost. Binnen de nakende hervorming van de nettarieven wordt een bijkomende capaciteitstarief ingevoerd met het oog een meer kostenreflectief tarief uit te werken. Het toepassen van dit nieuwe capaciteitstarief gecombineerd met beslissingen van de Vlaamse en federale regeringen leidt tot lagere lasten op elektriciteit vanaf midden 2022. Dit betekent dat in de nieuwe tariefstructuur de kWh-afname van het net goedkoper wordt.

Elke herverdeling van kosten gaat echter noodgedwongen op korte termijn gepaard met een groep in de samenleving die erop vooruit gaat, en een groep die erop achteruit gaat. In dit onderzoek wordt de impact van de voorgestelde tariefstructuur in kaart gebracht voor verschillende types verbruikers op het laagspanningsnet. De wijziging in de jaarfactuur wordt onderzocht, evenals de onderliggende oorzaak in de tariefstructuur voor deze stijging of daling.

Naast een impactanalyse van de nieuwe tariefstructuur op diverse types verbruikers wordt in het tweede deel van deze studie naar de toekomst gekeken. Er wordt onderzocht in welke mate de wijzigende tariefstructuur bijdraagt aan de energietransitie en doelstellingen van het Vlaams Energie- en Klimaatplan voor de periode tot en met 2030. Binnen dit plan is een belangrijke rol weggelegd voor elektrische wagens en warmtepompen, om op een duurzamere manier te verplaatsen en te verwarmen. De dalende lasten op kWh-afname van het net zorgen dat elektrische voertuigen en warmtepompen in de toekomst voordeliger worden voor consumenten die op een bewuste en rationele manier met hun piekverbruik omgaan. Verbruikers die zorgen voor hoge piekvermogens op het net door bijvoorbeeld met een snellader op te laden, zullen daarentegen hun factuur zien stijgen. De nieuwe tariefstructuur draagt bijgevolg bij tot het stimuleren van flexibel energieverbruik in het kader van de verder doorgedreven elektrificatie van ons energieverbruik.

De volgende pagina's geven een summier overzicht van de voornaamste conclusies uit dit onderzoek. De eerste twee samenvattingen bevatten informatie over de impact op residentiële verbruikers, beschermde afnemers, evenals huishoudens met zonnepanelen. De derde pagina bevat de samenvatting voor elektrische voertuigen en warmtepompen.

WIJZIGENDE TARIEFSTRUCTUUR

Voor verbruikers op het laagspanningsnet
Wie, wat, en waarom?

Wie?



3.5 miljoen individuele toegangspunten



Waaronder 2.8 miljoen private huishoudens

Wat?

Wijziging manier waarop nettarieven berekend worden

1. Introductie van een capaciteitstarief
 - Digitale meter: o.b.v. gemiddelde maandpiek (kW)
 - Klassieke meter: vaste bijdrage netkosten
2. Minimale vaste bijdrage netkosten voor iedereen
3. kWh-tarieven binnen de nettarieven dalen
4. Verschil tussen duurdere dag- en goedkopere nachttarief in de nettarieven verdwijnt

Waarom?

De energietransitie zorgt door de elektrificatie voor een hogere belasting van het distributienet.

Om deze belasting van het net aan te kunnen, zijn er twee mogelijkheden: netinvesteringen die door de maatschappij betaald worden, of efficiënt gebruik maken van de beschikbare capaciteit. Een capaciteitstarief zet gebruikers aan tot het flexibel en rationeel gebruik van het net. Zo moeten netinvesteringen minder snel gebeuren dan bij ongewijzigd beleid, wat de kosten drukt voor iedereen.

Op korte termijn zorgt de introductie van het capaciteitstarief voor winnaars en verliezers, om op langere termijn de kosten voor iedereen betaalbaar te houden.

IMPACT WIJZIGENDE TARIEFSTRUCTUUR

Versie 2
23/02/2022

Gemiddelde wijzigingen voor niet-beschermde afnemers		Klassieke meter	Digitale meter
Zeer kleine afnemers 10,6% van alle huishoudens	Niet-residentieel (Bijna-)leegstand Tweede verblijven Gemeenschappelijke ruimtes appartementen	Tussen €50 en €100 stijging door minimale vaste bijdrage	Tussen €50 en €100 stijging door minimale vaste bijdrage Digitale meter lagere kWh-tarieven dan klassieke meter
	Residentieel Grootteorde 10.000 huishoudens zonder zonnepanelen 152.000 huishoudens met zonnepanelen	Tussen €75 en €100 stijging door minimale vaste bijdrage Terugdraaiende teller: zie volgende pagina	Tussen €45 en €70 stijging door minimale vaste bijdrage Maximumtarief in de nettatarieven beperkt de stijging
Kleine afnemers 17,5% van alle huishoudens 340.000 huishoudens zonder zonnepanelen 93.000 huishoudens met zonnepanelen		Tussen €20 en €50 stijging door minimale vaste bijdrage en genieten minder van lagere kWh-kosten	Quasi-gelijk of tussen €20 en €50 stijging door hoge gemiddelde maandpiek bij lage jaarverbruiken
Gemiddelde afnemers 59,8% van alle huishoudens 1.430.000 huishoudens zonder zonnepanelen 190.000 huishoudens met zonnepanelen		Zowel winnaars als verliezers Grotere verbruikers compenseren met de lagere kWh-kost de nieuwe vaste bijdrage	Zowel winnaars als verliezers Afhankelijk van gemiddelde maandpiek t.o.v. jaarverbruik Bewuste consument wint!
Grote afnemers 6,5% van alle huishoudens 135.000 huishoudens zonder zonnepanelen 25.000 huishoudens met zonnepanelen		Gemiddeld meer dan €100 daling op de jaarfactuur Lagere kWh-kost, maar hoger besparingspotentieel bij de digitale meter	Gemiddeld meer dan €100 daling op de jaarfactuur Lagere kWh-kost, beperkte gemiddelde maandpiek
Afnemers op exclusief nachttarief* 5,6% van alle huishoudens 127.000 huishoudens zonder zonnepanelen 25.000 huishoudens met zonnepanelen		Kleinere afnemers: beperkte daling, voordeel excl. nacht wordt afgebouwd Grotere afnemers: voordeel door lagere kWh-kost	Potentiële hoge stijging (€100) door de hoge vermogenspiek van accumulatieverwarming <u>Maar:</u> met actieve sturing wel grote besparing te realiseren

* Beslissing Vlaamse Regering: Uitstel uitrol digitale meter tot 2028 bij verbruikers op exclusief nachttarief, tenzij bij vervanging bij technisch defect van de bestaande meter, of bij aankoop zonnepanelen/thuisbatterij.

Huishoudens worden intussen aangemoedigd om gebruik te maken van premies voor de investering in sturing van elektrische verwarming.

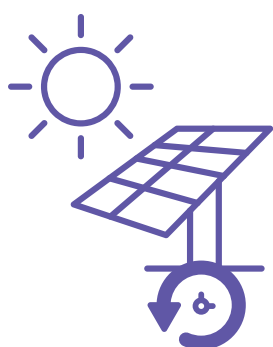
IMPACT WIJZIGENDE TARIEFSTRUCTUUR

Voor beschermde klanten
& gezinnen met zonnepanelen

BESCHERMDE AFNEMERS

Geen wijziging in de nettarieven voor gezinnen die recht hebben op het sociaal tarief, dus ook geen minimale bijdrage. Dit blijft een maximumbedrag per kWh, ook na de introductie van het capaciteitstarief

Kwetsbare gezinnen vrijgesteld van grote schokken



PROSUMENTEN MET TERUGDRAAIENDE TELLER*

Kleine residentiële installaties (< 2.5 kVA)

Jaarfactuur stijgt gemiddeld door nieuwe vaste bijdrage, wordt niet gecompenseerd door lager prosumementarief

Middelgrote residentiële installaties (2.5 - 4 kVA)

Jaarfactuur blijft gemiddeld gezien constant

Grote residentiële installaties (>4 kVA)

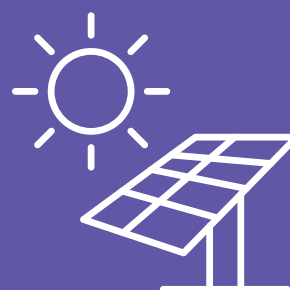
Jaarfactuur daalt gemiddeld door het lagere prosumementarief, compenseert de nieuwe vaste bijdrage

DIGITALE METER & ZONNEPANELEN

Zonnepanelen blijven een interessante investering, ook na de invoer van het capaciteitstarief

Bij actieve sturing of bewust omgaan met grootverbruikers in het huishouden, bieden zonnepanelen de mogelijkheid om grotere vermogens overdag op te vangen zonder de gemiddelde maandpiek te verhogen

Het inzetten op zelfverbruik van zonnepanelen wordt wel minder interessant door de lagere kWh-prijs in de nettarieven, wat de terugverdientijd bij ongewijzigd gedrag verhoogt



* Resultaten voor private huishoudens met een terugdraaiende teller waar de kWh-opbrengst van de zonnepanelen op jaarbasis de kWh-afname volledig compenseert

IMPACT WIJZIGENDE TARIEFSTRUCTUUR

Op de energietransitie &
elektrificatie van mobiliteit en verwarming

Afname van het net wordt goedkoper per kWh t.o.v. de eerste helft van 2022

Grootverbruikers zoals elektrische wagens, warmtepompen en elektrische verwarming worden goedkoper in gebruik, zolang het piekvermogen beperkt blijft en consumenten rationeel omgaan met het net

ELEKTRISCHE WAGENS

Klassieke meter

De elektriciteitsfactuur zal minder stijgen in de nieuwe tariefstructuur vanaf midden 2022 t.o.v. de eerste helft van 2022 wanneer een elektrische wagen thuis opgeladen wordt

Digitale meter

Consumenten die bewust omgaan met hun piekvermogen zien hun jaarfactuur sterk dalen

Groter besparingspotentieel dan klassieke meter voor bewuste consument



Wijzigende nettarieven maken gemiddelde wagen opladen aan stopcontact gemiddeld €125/jaar goedkoper*

Residentieel snelladen aan 11 kW wordt gemiddeld meer dan €200/jaar duurder



WARMTEPOMPEN

Klassieke meter

De elektriciteitsfactuur zal minder stijgen in de nieuwe tariefstructuur vanaf midden 2022 t.o.v. begin 2022 wanneer een warmtepomp ingezet wordt

Digitale meter

Huishoudens met on/off warmtepompen zien hun factuur dalen zolang de warmtepomp niet overgedimensioneerd is

Moderne warmtepompen die hun vermogen kunnen aanpassen aan de warmtevraag zorgen voor een lagere factuur dan een niet-regelbare warmtepomp

Actieve sturing loont en kan de elektriciteitsfactuur verder drukken



* Aannames gemiddelde wagen:

- 15.000 km/jaar gereden
- 18 kWh verbruik / 100 km
- 100% thuis opladen

IMPACT WIJZIGENDE TARIEFSTRUCTUUR

Versie 1
17/12/2021

Gemiddelde wijzigingen voor niet-beschermde afnemers		Klassieke meter	Digitale meter
Zeer kleine afnemers 10,6% van alle huishoudens	Niet-residentieel (Bijna-)leegstand Tweede verblijven Gemeenschappelijke ruimtes appartementen	Tussen €50 en €100 stijging door minimale vaste bijdrage	Tussen €50 en €100 stijging door minimale vaste bijdrage Digitale meter lagere kWh-tarieven dan klassieke meter
	Residentieel 136.000 huishoudens zonder zonnepanelen 152.000 huishoudens met zonnepanelen	Tussen €75 en €100 stijging door minimale vaste bijdrage Terugdraaiende teller: zie volgende pagina	Tussen €45 en €70 stijging door minimale vaste bijdrage Maximumtarief in de nettarieven beperkt de stijging
Kleine afnemers 17,5% van alle huishoudens 340.000 huishoudens zonder zonnepanelen 93.000 huishoudens met zonnepanelen		Tussen €20 en €50 stijging door minimale vaste bijdrage en genieten minder van lagere kWh-kosten	Quasi-gelijk of tussen €20 en €50 stijging door hoge gemiddelde maandpiek bij lage jaarverbruiken
Gemiddelde afnemers 59,8% van alle huishoudens 1.430.000 huishoudens zonder zonnepanelen 190.000 huishoudens met zonnepanelen		Zowel winnaars als verliezers Grotere verbruikers compenseren met de lagere kWh-kost de nieuwe vaste bijdrage	Zowel winnaars als verliezers Afhankelijk van gemiddelde maandpiek t.o.v. jaarverbruik Bewuste consument wint!
Grote afnemers 6,5% van alle huishoudens 135.000 huishoudens zonder zonnepanelen 25.000 huishoudens met zonnepanelen		Gemiddeld meer dan €100 daling op de jaarfactuur Lagere kWh-kost, maar hoger besparingspotentieel bij de digitale meter	Gemiddeld meer dan €100 daling op de jaarfactuur Lagere kWh-kost, beperkte gemiddelde maandpiek
Afnemers op exclusief nachttarief* 5,6% van alle huishoudens 127.000 huishoudens zonder zonnepanelen 25.000 huishoudens met zonnepanelen		Kleinere afnemers: beperkte daling, voordeel excl. nacht wordt afgebouwd Grotere afnemers: voordeel door lagere kWh-kost	Potentiële hoge stijging (€100) door de hoge vermogenspiek van accumulatieverwarming <u>Maar:</u> met actieve sturing wel grote besparing te realiseren

* Beslissing Vlaamse Regering: Uitstel uitrol digitale meter tot 2028 bij verbruikers op exclusief nachttarief, tenzij bij vervanging bij technisch defect van de bestaande meter, of bij aankoop zonnepanelen/thuisbatterij.

Huishoudens worden intussen aangemoedigd om gebruik te maken van premies voor de investering in sturing van elektrische verwarming.

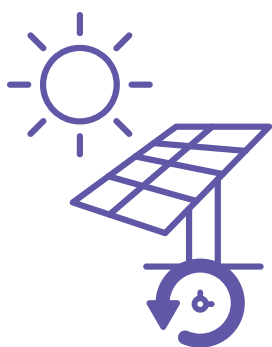
IMPACT WIJZIGENDE TARIEFSTRUCTUUR

Voor beschermde klanten
& gezinnen met zonnepanelen

BESCHERMDE AFNEMERS

Geen wijziging in de nettarieven voor gezinnen die recht hebben op het sociaal tarief, dus ook geen minimale bijdrage. Dit blijft een maximumbedrag per kWh, ook na de introductie van het capaciteitstarief

Kwetsbare gezinnen vrijgesteld van grote schokken



PROSUMENTEN MET TERUGDRAAIENDE TELLER*

Kleine residentiële installaties (< 4 kVA)

Jaarfactuur stijgt gemiddeld door nieuwe vaste bijdrage, wordt niet gecompenseerd door lager prosumementarief

Middelgrote residentiële installaties (4-6 kVA)

Jaarfactuur blijft gemiddeld gezien constant

Grote residentiële installaties (>6 kVA)

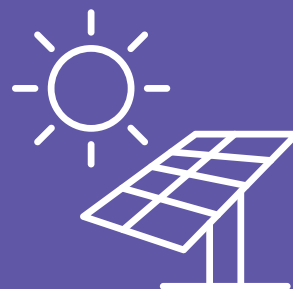
Jaarfactuur daalt gemiddeld door het lagere prosumementarief, compenseert de nieuwe vaste bijdrage

DIGITALE METER & ZONNEPANELEN

Zonnepanelen blijven een interessante investering, ook na de invoer van het capaciteitstarief

Bij actieve sturing of bewust omgaan met grootverbruikers in het huishouden, bieden zonnepanelen de mogelijkheid om grotere vermogens overdag op te vangen zonder de gemiddelde maandpiek te verhogen

Het inzetten op zelfverbruik van zonnepanelen wordt wel minder interessant door de lagere kWh-prijs in de nettarieven, wat de terugverdientijd bij ongewijzigd gedrag verhoogt



* Resultaten voor private huishoudens met een terugdraaiende teller waar de kWh-opbrengst van de zonnepanelen op jaarbasis de kWh-afname volledig compenseert

IMPACT WIJZIGENDE TARIEFSTRUCTUUR

Op de energietransitie &
elektrificatie van mobiliteit en verwarming

Afname van het net wordt goedkoper per kWh t.o.v. de eerste helft van 2022

Grootverbruikers zoals elektrische wagens, warmtepompen en elektrische verwarming worden goedkoper in gebruik, zolang het piekvermogen beperkt blijft en consumenten rationeel omgaan met het net

ELEKTRISCHE WAGENS

Klassieke meter

De elektriciteitsfactuur zal minder stijgen in de nieuwe tariefstructuur vanaf midden 2022 t.o.v. de eerste helft van 2022 wanneer een elektrische wagen thuis opgeladen wordt

Digitale meter

Consumenten die bewust omgaan met hun piekvermogen zien hun jaarfactuur sterk dalen

Groter besparingspotentieel dan klassieke meter voor bewuste consument



Wijzigende nettarieven maken gemiddelde wagen opladen aan stopcontact gemiddeld €90/jaar goedkoper*

Residentieel snelladen aan 11 kW wordt gemiddeld meer dan €200/jaar duurder



WARMTEPOMPEN

Klassieke meter

De elektriciteitsfactuur zal minder stijgen in de nieuwe tariefstructuur vanaf midden 2022 t.o.v. begin 2022 wanneer een warmtepomp ingezet wordt

Digitale meter

Huishoudens met on/off warmtepompen zien hun factuur dalen zolang de warmtepomp niet overgedimensioneerd is

Moderne warmtepompen die hun vermogen kunnen aanpassen aan de warmtevraag zorgen voor een lagere factuur dan een niet-regelbare warmtepomp

Actieve sturing loont en kan de elektriciteitsfactuur verder drukken



* Aannames gemiddelde wagen:

- 15.000 km/jaar gereden
- 18 kWh verbruik / 100 km
- 100% thuis opladen

Inhoudsopgave

1	Inleiding	15
1.1	Opdrachtomschrijving	15
1.2	Opbouw eindrapport	16
1.3	Gebruikte databronnen	17
2	Tariefmethodologie	19
2.1	Componenten elektriciteitsfactuur	20
2.2	Proces tariefmethodologie	27
2.3	Tariefstructuur 2021	29
2.4	Tariefstructuur 2022H2-2024'	30
2.5	Ruimere context energiebeleid	31
3	Impact op residentiële verbruikers	33
3.1	Globale analyse	34
3.1.1	Laagspanningsklanten met piekmeting (digitale meter)	37
3.1.2	Laagspanningsklanten zonder piekmeting (klassieke meter)	44
3.1.3	Vergelijking digitale en klassieke meter	46
3.2	Specifieke verbruikerscategorieën	48
3.2.1	Beschermde klanten	49
3.2.2	Huishoudens met zonnepanelen	53
3.2.2.1	Prosumenten met een terugdraaiende teller	53
3.2.2.2	PV-installaties met een digitale meter	56
3.2.3	Elektrische verwarming	59
3.2.4	Tweede verblijf	62
3.2.5	Gemeenschappelijke delen van appartementsgebouwen	63
3.2.6	Kotstudenten	64
3.3	Tussentijdse conclusie	65
4	Impact op de energietransitie	67
4.1	Elektrische voertuigen	68
4.1.1	Karakterisering mobiliteitsvraag	68
4.1.2	Piekbehoudend laden	73
4.1.3	Piekverhogend laden	75
4.2	Warmtepomp	78

4.2.1	Karakterisering warmtevraag woningen	79
4.2.2	Toename gemiddelde maandpieken	86
4.3	Thuisbatterij	90
4.4	Combinatie van technieken met lokale productie	93
4.4.1	PV-installatie + elektrisch voertuig	93
4.4.2	PV-installatie + warmtepomp	94
4.4.3	PV-installatie + elektrisch voertuig + thuisbatterij	95
4.4.4	PV-installatie + elektrisch voertuig + warmtepomp	95
4.5	Reflectie	96
5	Globale conclusie	99
A	Gebruikte nettarieven	101
B	Beschrijving van de populatie	105

Hoofdstuk 1

Inleiding

1.1 Opdrachtschrijving

Deze opdrachtschrijving is grotendeels overgenomen uit het officieel aanbestedingsdossier van het Vlaams Energie- en Klimaatagentschap (VEKA) waarop de onderzoeksgroep EELab/Lemcko verbonden aan de Universiteit Gent een offerte heeft ingediend.

Met het oog op de energietransitie worden de distributienettarieven vanaf 2022 deels aangerekend via een capaciteitsterm. Door meer lokale hernieuwbare energie en een toename van elektrische voertuigen en warmtepompen zullen de distributienetten in de toekomst meer en anders gebruikt worden én blootgesteld worden aan grotere, gelijktijdige piekbelastingen. Die piekbelastingen kunnen ertoe leiden dat de distributienetbeheerders zware investeringen moeten doen om het net betrouwbaar te houden. Dat zou de distributienettarieven sterk kunnen doen toenemen. Om dit te vermijden, wil de VREG gezinnen en bedrijven bewust maken dat hoge pieken in hun verbruik extra kosten voor het net met zich kunnen meebrengen en hen aanmoedigen om het net efficiënt te gebruiken.

Op dit moment worden de distributienettarieven voor gezinnen aangerekend op basis van de hoeveelheid elektriciteit (kWh) die van het net wordt afgenomen. Hoe meer elektriciteit van het net afgenomen wordt, hoe hoger het deel distributienettarieven op de elektriciteitsfactuur. Vanaf 2022 voorziet de VREG dat de distributienetkosten grotendeels op basis van capaciteit worden aangerekend. Dit is ook het geval voor een deel van de transmissiekosten. Voor een gemiddeld gezin omvatten deze kosten ongeveer 21% van de huidige elektriciteitsfactuur. Het capaciteitstarief is geen extra tarief; énkél een andere manier van aanrekenen. Het merendeel van de elektriciteitsfactuur blijft ook na invoering van het capaciteitstarief kWh-gebaseerd. Zuinig omgaan met elektriciteit blijft dus lonen.

Het capaciteitstarief wordt aangerekend op basis van de ‘gemiddelde maandpiek’ (kW). Deze gemiddelde maandpiek wordt maandelijks berekend als het gemiddelde van de 12 laatste ‘maandpieken’. De maandpiek is het hoogste kwartiervermogen (ofwel ‘piekvermogen’) dat in een maand wordt gebruikt. De kwartiervermogens worden berekend als het gemiddelde afgenomen vermogen tijdens dat kwartier. Het wordt geregistreerd door de digitale meter.

Het maakt hierbij niet uit hoe vaak – tijdens één of meerdere kwartieren – dit piekvermogen gebruikt wordt. Als er nog geen meetgegevens van 12 maanden beschikbaar zijn, bv. na de vervanging van een klassieke meter door een digitale meter, wordt de gemiddelde maandpiek berekend op basis van alle reeds beschikbare maandpieken. Wanneer een maandpiek kleiner is dan 2.5 kW, wordt voor die maand een minimumwaarde van 2.5 kW vooropgesteld. Hierdoor zal iedereen een minimale jaarlijkse bijdrage betalen in de netkosten. Deze bijdrage is gelijk aan 2.5 kW vermenigvuldigd met het tarief voor de gemiddelde maandpiek.

Het aansluitingsvermogen en het type aansluiting (een- of driefasig) heeft geen enkele impact op het te betalen capaciteitstarief. Enkel het gemeten vermogensverbruik is van tel. Om de impact van het capaciteitstarief te kunnen inschatten, stelt de VREG een aantal uitgewerkte voorbeelden ter beschikking op zijn website in combinatie met een simulator waar individuele gezinnen voor hun situatie de impact van de nieuwe tariefstructuur kunnen verkennen.

In de Commissie voor Leefmilieu, Natuur, Ruimtelijke Ordening en Energie van 31 maart 2021¹ stelde minister Demir de impact te willen onderzoeken voor ongeveer duizend doorsneegezinnen en aan de hand daarvan het capaciteitstarief te evalueren. Op basis van die evaluatie zou binnen de Commissie dan een grondig debat gevoerd kunnen worden, met het oog op het implementeren van noodzakelijk flankerend beleid indien dit gewenst zou blijken. Deze commissievergadering gaf aanleiding tot het uitschrijven van deze opdracht.

Deze opdracht vond plaats van 1 september 2021 tot 30 november 2021. Gedurende de looptijd van het project vond regelmatige terugkoppeling plaats met de opdrachtgever, de netbeheerder (Fluvius) en de VREG. Dit niet-technisch eindrapport vormt het resultaat van deze opdracht. Gekoppeld aan dit niet-technisch eindrapport wordt een technisch eindrapport afgeleverd aan de betrokken partijen. Dit technisch eindrapport bevat bijkomende analyses, evenals meer gedetailleerde informatie omtrent de simulatietechnieken, -algoritmes, evenals bijkomende randvoorwaarden waarmee rekening gehouden werd bij het opstellen van dit eindrapport.

1.2 Opbouw eindrapport

Dit eindrapport is opgesteld in drie luiken die elk één hoofdstuk omvatten.

Hoofdstuk 2 geeft de noodzakelijke informatie over de tariefmethodologie en de opbouw van de elektriciteitsfactuur. Vervolgens wordt de tariefstructuur 2021 toegelicht samen met de voornaamste wijzigingen bij de overgang naar de tariefstructuur voor 2022–2024. De introductie van een capaciteitstarief vormt immers maar een onderdeel van het pakket aan wijzigingen dat doorgevoerd wordt komende reguleringsperiode.

¹Verslag van de Commissie voor Leefmilieu, Natuur, Ruimtelijke Ordening en Energie, 31 maart 2021

In Hoofdstuk 3 wordt de impact van de wijzigende tariefstructuur voor diverse verbruikers op het laagspanningsnet bestudeerd. Hiervoor wordt beroep gedaan op datasets met historische verbruiksgegevens zoals beschikbaar gesteld door Fluvius. Er wordt in dit hoofdstuk o.a. aandacht besteed aan de impact voor gemiddelde gezinnen, huishoudens met elektrische verwarming, beschermde afnemers, huishoudens met zonnepanelen, en tweede verblijven.

Hoofdstuk 4 beschouwt de rol van het nieuwe capaciteitstarief in de energietransitie. Elektrificatie van de mobiliteits- en verwarmingsvraag is immers één van de pijlers van de energietransitie. Elektrische voertuigen en warmtepompen zullen bijgevolg een belangrijke rol spelen. In dit hoofdstuk wordt bijgevolg bekeken of en hoe de wijzigende tariefstructuur bijdraagt tot de energietransitie en het bevorderen van elektrische voertuigen en warmtepompen voor residentiële verbruikers.

Elk individueel hoofdstuk wordt afgesloten door een samenvattende conclusie. Hoofdstuk 5 bundelt deze conclusies samen in een globale reflectie over het capaciteitstarief en de bevindingen uit dit niet-technisch eindrapport.

1.3 Gebruikte databronnen

Alhoewel de initiële opdrachtbeschrijving omschreef dat de studie diende gebeuren op een dataset van 1.000 residentiële verbruikers, kon de studie uitgevoerd worden op basis van gegevens afkomstig van een veel groter aantal verbruikers. De datasets met verbruiksgegevens werden aangeleverd door Fluvius. Concreet gaat het over drie verschillende datasets die aangeleverd werden.

— Pilootproject slimme meters (2016 – 2018)

Het pilootproject slimme meters omvat verbruiks- en injectiegegevens van 9.523 verbruikers op het laagspanningsnet. Voor deze groep gebruikers uit het pilootproject is een volledig jaar data op kwartierbasis beschikbaar. Naast de gemeten kwartierwaarden bevat deze dataset ook informatie over het type teller (enkelvoudig, tweevoudig, exclusief nacht). Dit pilootproject was een test voor de grootschallige uitrol van digitale meters, zowel technisch als operationeel. Voor dat laatste werden specifieke ‘probleemzones’ in de vorm van vaak afwezige klanten gekozen. Denk hierbij aan villawijken en vakantiehuisen, evenals moeilijke technische installaties zoals appartementen.

— Klantenbestand op het laagspanningsnet (2020)

Op basis van het klantenbestand van Fluvius voor afnemers en prosumenten met een terugdraaiende teller kon de representativiteit van de gebruikte datasets ingeschat worden. Het gaat hier om geaggregeerde data per verbruiksband per type verbruiker (pure afnemer of prosument met een terugdraaiende teller). Het geeft een antwoord op hoeveel meters op het laagspanningsnet in 2020 een geschatte jaarlijkse afname hadden gegroepeerd per stappen van 250 kWh, bijvoorbeeld het aantal meters met een afname tussen de 0 en 250 kWh.

— Dataset digitale meters (2021)

In 2021 begon de grootschalige uitrol van de digitale meter in Vlaanderen. Deze digitale meters communiceren maandelijks de maandpiek door. Er is echter eveneens een opt-in systeem voor het loggen van kwartiergegevens.

Er is informatie over 375.459 residentiële verbruikers met een digitale meter op maandbasis, waarvan 35.113 hun verbruik op kwartierniveau loggen. Van de 375.459 meters is informatie beschikbaar over de ingeschatte jaarverbruiken elektriciteit en gas, evenals een inschatting van de gemiddelde maandpiek op jaarbasis o.b.v. de reeds beschikbare meetdata indien er nog geen data voor een volledig jaar beschikbaar is. Eveneens is er informatie over de aanwezigheid van een PV-installatie en het vermogen van de PV-omvormer, exclusief nachtverbruik, evenals thuisbatterijen.

De geschatte jaarlijkse verbruiksdata in de dataset van de digitale meters zijn Estimated Annual Volumes (EAV) voor het gas- en elektriciteitsverbruik. Verder werd de gemiddelde maandpiek op jaarbasis door Fluvius zelf voorspeld o.b.v. beschikbare maandpieken gedurende een beperkt aantal maanden. Op het beperkt aantal maandpieken worden (meervoudige) lineaire regressiemodellen toegepast die getraind werden op het piloot-project slimme meters van 2016–2018.

Finaal werd voor het simuleren van de zonne-opbrengst van een PV-installatie beroep gedaan op hoge resolutie instalingsdata verkregen via het Koninklijk Meteorologisch Instituut (KMI).

Hoofdstuk 2

Tariefmethodologie

Het capaciteitstarief vormt een onderdeel van de periodieke distributienettarieven en wordt geïntroduceerd als onderdeel van de wijziging van de tariefmethodologie voor de distributienettarieven voor de reguleringsperiode 2021 – 2024, waarbij wij ons beperken tot de wijzigingen voor gebruikers aangesloten op het laagspanningsdistributienet. Het Energiedecreet bepaalt dat de VREG bevoegd is om de distributienettarieven voor elektriciteit goed te keuren en de berekeningsmethodes hiervoor vast te stellen. Echter, deze nettarieven vormen slechts een onderdeel van de totale elektriciteitsfactuur die gezinnen jaarlijks moeten betalen. Bijgevolg wordt dit hoofdstuk opgedeeld in vier verschillende delen die dienen als noodzakelijke achtergrondinformatie om de resultaten in verdere hoofdstukken van dit eindrapport te kunnen kaderen.

In Sectie 2.1 wordt er dieper ingegaan op de verschillende componenten van de elektriciteitsfactuur, evenals op welke manier deze benaderd worden in deze studie. Globaal gezien kan gesproken worden over de energiekost, de nettarieven, en bijkomende heffingen. De marktwerking en leveranciers staan in voor de energiekost, terwijl de VREG als Vlaamse regulator instaat voor de nettarieven. Finaal staan de regionale en federale overheden in voor de diverse heffingen op de elektriciteitsfactuur, waarbij de federale overheid ook bevoegd is voor de btw.

Vervolgens verduidelijkt Sectie 2.2 hoe de tariefstructuur tot stand komt, evenals welke stappen in dit proces doorlopen worden. Hierbij wordt aandacht besteed aan de verschillende tariefdraggers, evenals de richtsnoeren voor de tariefstructuur die opgelegd worden in het Energiedecreet, zodanig dat deze richtsnoeren van de tariefstructuur kunnen gelinkt worden aan de resultaten van deze studie in Hoofdstuk 4.

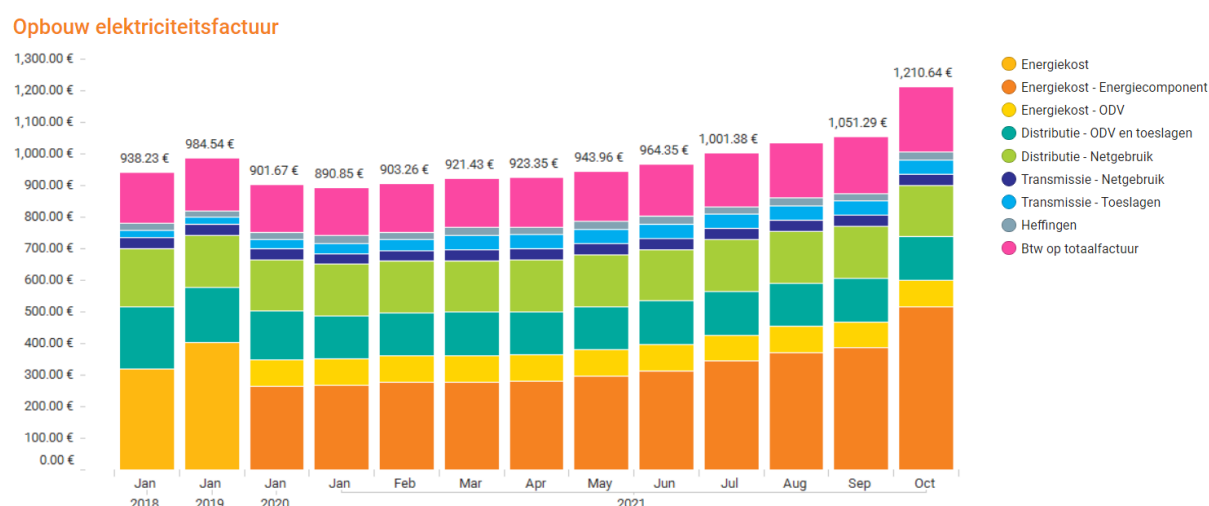
Finaal worden in Secties 2.3 en 2.4 de tariefstructuren voor 2021 en 2022 opgelijst, en de verschillen toegelicht. De invoer van het capaciteitstarief is immers maar één maatregel binnen de wijzigende tariefstructuur. Daarnaast verdwijnt het onderscheid tussen dag- en nachttarief voor de distributienettarieven. Eveneens daalt ook het prosumementarief voor prosumenten met een terugdraaiende teller als gevolg van het capaciteitstarief, aangezien dit gebaseerd is op de kWh-nettarieven. De introductie van het capaciteitstarief kan bijgevolg niet louter bekeken worden als een op zichzelf staande impact. Dit hoofdstuk ambieert bijgevolg finaal in Sectie 2.5 de ruimere context binnen het energieveld voldoende te kaderen.

2.1 Componenten elektriciteitsfactuur

De elektriciteitsfactuur is opgebouwd uit verschillende onderdelen om diensten en producten te bekostigen van diverse spelers die actief zijn in de brede energiesector, zowel op de energiemarkt als op beleids- en infrastructuurniveau. In grote lijnen kan de elektriciteitsfactuur opgedeeld worden in drie categorieën:

1. De energiekost;
2. Nettarieven;
3. Heffingen en btw.

In Figuur 2.1 wordt reeds een ruwe opbouw van de elektriciteitsfactuur en de evolutie hiervan voor 2018 t.e.m. 2021 gegeven.¹ Hier wordt een analoge opbouw van de factuur gehanteerd: energiekost, distributie- en transmissienettarieven, evenals heffingen en btw op de totaalfactuur. In de volgende paragrafen wordt elke categorie individueel ontleed en besproken, evenals welke waardes gehanteerd worden voor elke component in deze studie.



Figuur 2.1: Opbouw van de elektriciteitsfactuur voor een gemiddeld gezin met 3.500 kWh verbruik op jaarbasis: 1.600 kWh tijdens dagtarief en 1.900 kWh tijdens nachttarief. Bron: VREG¹.

Energiekost

Sinds de vrijmaking van de energiemarkt in Vlaanderen in 2003 kunnen klanten vrij hun gas- en elektriciteitsleverancier kiezen. De liberalisering van de energiemarkt had als doel de concurrentie tussen leveranciers aan te wakkeren, om zo te zorgen dat consumenten konden genieten van competitieve prijzen voor hun gebruikte energie. Daarbovenop is het veranderen van leverancier eenvoudig en kosteloos (indien voldaan is aan de voorwaarden voor opzeg van het lopend contract). Tussen de klant en de leverancier wordt een contract afgesloten voor de aankoop van elektriciteit en/of gas. De prijs van elektriciteit en gas wordt contractueel afgesproken en kan sterk verschillen tussen verschillende leveranciers in functie van het afgesloten contract.

¹VREG, Dashboard gemiddelde elektriciteitsfactuur.

De energiekost zelf is eveneens opgebouwd uit meerdere elementen:

1. Vaste vergoeding voor de leverancier;
2. Energiecomponent;
3. Bijdrage kosten groene stroom en warmtekrachtkoppeling.

De vaste vergoeding is een soort abonnementskost die de meeste leveranciers aanrekenen voor administratieve kosten zoals facturatie en klantendienst. Deze vergoeding hangt af van het contract evenals de leverancier, en gaat van 0 euro per jaar tot enkele tientallen euro per jaar. Deze vergoeding kan jaarlijks of per maand geïnd worden. In deze studie gaan we uit van een gemiddelde vaste vergoeding per jaar van €55.19 (inclusief btw) voor 2021 en 2022.

De energiecomponent bestaat uit een prijs voor de geleverde elektriciteit en staat in rechtstreeks verband met het verbruik. Het is dus een kWh-gedreven kost. Een elektriciteitscontract wordt afgesloten tussen de leverancier en de klant en bestaat in vier vormen:

1. Vast contract

Bij een vast contract wordt een vaste prijs afgesproken voor de volledige contractperiode. De energieleverancier draagt hierbij het risico voor stijgende energieprijzen en zal dit onder de vorm van een risicopremie doorrekenen aan de klant.

2. Variabel contract

Bij een variabel contract kan de prijs variëren gedurende de contractperiode. Als de elektriciteitsprijs daalt, zal de leverancier de eindklant een lagere prijs aanbieden, maar hetzelfde is geldig in andere richting. De eindklant draagt bij een variabel contract dus een deel van het prijsrisico. Dit wordt over het algemeen gecompenseerd door een lagere prijs aangezien de leverancier een kleinere risicopremie doorrekend. Er zijn verschillende gradaties van prijsrisico; zo bestaan er contracten die op maandbasis of kwartaalbasis geïndexeerd worden.

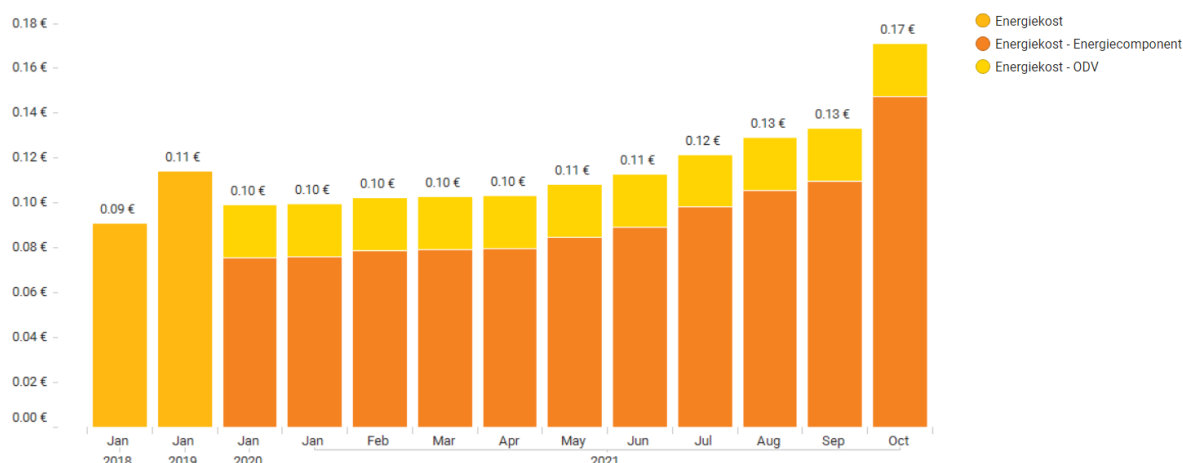
3. Dynamisch contract

Bij een dynamisch contract krijgt de klant zo goed als volledig het prijsrisico. De kWh-prijs wordt voor de volgende dag per uur bepaald op basis van de Day-Ahead Market (DAM). De elektriciteitsafname wordt per uur aangerekend aan de overeenstemmende prijs voor dat uur. Omdat de uurprijzen een dag op voorhand gekend zijn kan de eindklant zijn verbruik hiernaar aanpassen. Aangezien de afname per uur gekend moet zijn, is dit type contract enkel mogelijk indien de eindklant beschikt over een digitale meter. De leverancier zal over het algemeen een vaste kost per maand aanrekenen voor de administratie en toegang tot een webportaal.

4. Terugleveringscontract

Sinds 1 januari 2021 is het voor eigenaars van zonnepanelen met een digitale meter mogelijk om een contract af te sluiten voor de verkoop van elektrische energie. Op die manier kunnen eigenaars het overschot aan geproduceerde energie verkopen. De prijzen kunnen zowel vast, variabel als dynamisch zijn. Dit wordt contractueel vastgelegd tussen de leverancier en de klant. Deze terugleveringscontracten hebben momenteel allemaal als voorwaarde dat de verbruiker ook een afnamecontract bij dezelfde leverancier heeft.

Opbouw elektriciteitsfactuur



Figuur 2.2: Evolutie van de energiekost (in €/kWh) voor een gemiddeld gezin met 3.500 kWh verbruik op jaarbasis: 1.600 kWh tijdens dagtarief en 1.900 kWh tijdens nachttarief. Bron: VREG¹.

Het is deze kWh-gebaseerde energiekost die sinds mei 2021 sterk gestegen is, zoals weergegeven in Figuur 2.2. *Het doel van dit onderzoek is echter de impact van de wijzigende tariefstructuur te onderzoeken, wat louter de nettarieven omvat. Indien de impact van de wijzigende tariefstructuur op de totale jaarfactuur onderzocht wordt, is het bijgevolg noodzakelijk om de overige componenten van de elektriciteitsfactuur identiek te houden wanneer 2021 vergeleken wordt met 2022 om het effect van de wijzigende nettarieven niet te verwarren met een effect van veranderende energiekosten.*

Er is bijgevolg in onderling overleg met de opdrachtgever en samen met Fluvijs en de VREG besloten om te werken met de gemiddelde energiekosten van begin 2021. Er wordt immers verwacht dat deze tijdelijke prijsstijging zichzelf corrigeert in 2022–2023. Deze prijsstijging kan gezien worden als een gevolg van meerdere factoren. De vraag naar grondstoffen is immers sterk toegenomen met de herlevende globale economie in een ‘post-corona’ relance tijdperk, maar de gasvoorraden deze zomer en herfst waren historisch laag.

Er wordt voor deze studie bijgevolg zowel voor 2021 als 2022 gerekend met een gemiddelde energiekost van 8.24 c€/kWh voor de enkelvoudige teller, 9.35 c€/kWh als energiekost voor energie aankopen op dagtarief tegenover 7.08 c€/kWh op nachttarief voor consumenten met een tweevoudige dag/nachtteller. Deze prijzen zijn telkens inclusief btw.

Het laatste onderdeel binnen de energiekost is de bijdrage voor de kosten groene stroom en warmtekrachtkoppeling. Het Vlaamse energiedecreet van 2012 verplicht leveranciers om meer groene energie aan te kopen. Daardoor moesten de leveranciers dus meer betalen, en deze extra kost mogen de leveranciers doorrekenen aan hun klanten. Deze kost kan verrekend zijn in de elektriciteitsprijs of apart aangerekend worden. Indien ze apart aangerekend wordt, dan staat de kost op de factuur vermeld als ‘kosten groene stroom en wkk’. Deze kosten zijn kWh-afhankelijk, en er wordt gerekend met een kost van 2.87 c€/kWh inclusief btw.

Nettarieven

Het centraal opwekken van energie is slechts een deel van de kosten die moeten worden gemaakt om energie tot bij de eindklant te krijgen. Het transport en de distributie van deze energie maakt ook een groot deel uit van de elektriciteitsfactuur. De verantwoordelijkheden voor deze activiteiten (en enkele nevenactiviteiten) worden toegeschreven aan de nationale transmissienetbeheerder ELIA, en in Vlaanderen aan de 10 distributienetbeheerders (DNBs).

De nettarieven zijn de tarieven die verschuldigd zijn aan de distributienetbeheerder om deze te vergoeden voor zijn gemaakte kosten. De kosten en de daarmee gepaard gaande tarieven verschillen van netbeheerder tot netbeheerder, maar moeten wel worden goedgekeurd door de Vlaamse regulator, zoals toegelicht in Sectie 2.2. De wijzigende tariefstructuur betreft de component van de nettarieven. In dit gedeelte wordt de algemene beschrijving van de verschillende componenten binnen de nettarieven gegeven, terwijl de specifieke wijzigingen binnen de nieuwe tariefmethodologie besproken worden in Sectie 2.3 en 2.4.

De nettarieven worden geïnd door de energieleverancier, maar worden onmiddellijk overgemaakt naar de verantwoordelijke netbeheerder. Deze tarieven bestaan uit verschillende componenten:

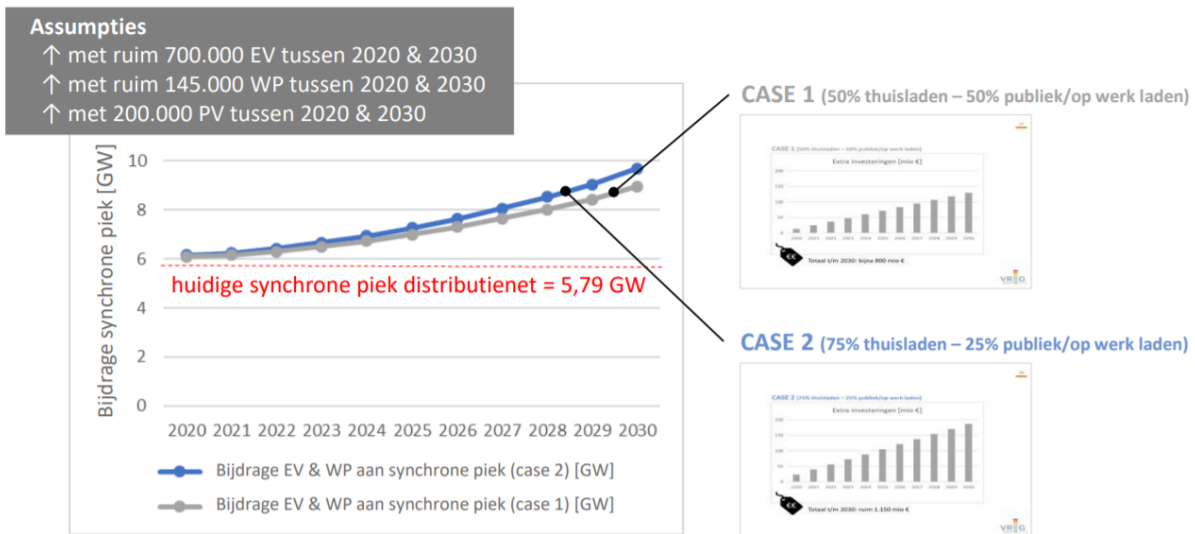
1. Netgebruik;
2. Databeheer;
3. Openbare dienstverplichtingen;
4. Overige transmissiekosten;
5. Toeslagen;
6. Capaciteitstarief voor prosumënten met een terugdraaiende teller (prosumementarief).

Netgebruik

De tarieven m.b.t. het gebruik van het net dekken de grootste kosten van de distributienetbeheerder. Ze bestaan hoofdzakelijk uit de opbouw en het onderhoud aan het distributienet, d.i.: het aansluiten van nieuwe klanten, het aanleggen van nieuwe kabels en het vervangen van beschadigde kabels. De kosten zijn afhankelijk van de dimensioneringsvoorwaarden van het net. Deze zijn gevoelig afhankelijk van de grootste vermogenspieken die verwacht worden.

Een deel van de transmissiekosten, namelijk dat met betrekking tot de opbouw en het onderhoud van het transmissienet, wordt vanaf 2022 op dezelfde manier (met een kW-component) aangerekend, en wordt vanaf dan ook onderdeel van de tarieven netgebruik, i.p.v. het onderdeel transmissiekosten. Tenslotte zijn er nog kleinere onderdelen die ook onder de tarieven netgebruik behoren:

- de afschrijvingen van de meetinstellingen;
- het uitvoeren van netstudies;
- de vennootschapsbelasting.



Figuur 2.3: Evolutie maximale belasting distributienet tot 2030 zonder bijkomende maatregelen, en de bijhorende netinvesteringen. (Bron: Fluvius)

Het zijn deze netgerelateerde kosten die het onderwerp vormen van de tariefmethodologie 2021–2024. Binnen de energietransitie de komende decennia speelt elektrificatie immers een belangrijke rol. Hierbij wordt er een sterke groei verwacht van het aantal PV-installaties, elektrische voertuigen, evenals warmtepompen. Hierdoor wordt het distributienet niet enkel intensiever gebruikt (grotere afname), maar worden er ook grotere vermogenspieken verwacht door de gelijktijdigheid van verwarmen en opladen van elektrische voertuigen. Fluvius berekende twee cases voor hogere penetratie van deze technieken gedurende 2020–2030 ter kadering, gepresenteerd in Figuur 2.3.² Bij ongewijzigd beleid schatte Fluvius de noodzaak op bijkomende netinvesteringen op bijna 800 miljoen euro t.e.m. 2030 voor Case 1 tegenover 1150 miljoen euro voor Case 2, zoals in Figuur 2.3.

Door de introductie van een capaciteitstarief met een kW-afhankelijkheid worden verbruikers op het distributienet aangespoord om hun piekvermogen te beperken, en dus aandachtig te zijn voor het gelijktijdig gebruiken van grootverbruikers binnen het huishouden. In tegenstelling tot de klassieke Ferrarismeter, is de digitale meter immers in staat om deze pieken op te meten.

Databeheer

De distributienetbeheerder is ook verantwoordelijk voor het verzamelen en versturen van de verbruiksdata van eindklanten om deze te kunnen tarifieren. Het verzamelen van de gemeten data en de validatie ervan zijn taken van de DNB. De hierdoor gemaakte kosten worden aan de eindklant doorgerekend via dit tarief a.d.h.v. een vaste jaarlijkse kost. De meters zelf worden niet via dit tarief vergoed.

²VREG, Publieke toelichting bij CONS-2020-03, consultatie i.v.m. ontwerp van tariefmethodologie voor de reguleringsperiode 2021–2024.

Tarieven voor openbare dienstverplichtingen

Naast zijn transportgerelateerde taken, heeft de distributienetbeheerder ook nog enkele extra verplichtingen opgelegd gekregen van de Vlaamse regelgevers; de openbare dienstverplichtingen:

- het opkopen van groenestroom- en warmtekrachtcertificaten;
- de openbare verlichting (deze kost verdwijnt in 2022 uit de netkosten);
- het plaatsen van budgetmeters;
- rationeel energieverbruik stimuleren;
- regelingen treffen indien er nood is aan een noodleverancier (SOLR).

Deze kosten worden doorgerekend aan de verbruiker in de vorm van een kWh-term.

Tarieven overige transmissiekosten

Het transmissienet verschilt van het distributienet daar het op hogere spanning wordt uitgebaat, en er maar één nationale netbeheerder voor is aangesteld: Elia. Zij moeten in hoofdzaak zorgen voor de ontwikkeling en het onderhoud van het hoogspanningsnet. De hieraan gerelateerde kosten worden doorgerekend aan de DNBs en worden bepaald op basis van energie-afname en maximale vermogen-afname. Met de invoer van het capaciteitstarief zal dan ook een deel van deze kosten ook een vermogenterm krijgen voor de eindklant. Deze kosten worden vanaf dan ook beschouwd als netkosten, en verdwijnen uit de sectie transmissiekosten.

Naast bovenstaande kerntaken, heeft de transmissienetbeheerder ook nog bijkomende verplichtingen en activiteiten die ze vergoed krijgen door de DNBs en hun rechtstreeks aangesloten klanten, waardoor ook voor de eindklant extra transmissiekosten worden aangerekend:

- Openbare dienstverplichtingen (aansluiten windparken, financiering groenestroomcertificaten, steunmaatregelen groenestroom en WKKs, etc.);
- De balans tussen vraag en aanbod van elektriciteit ten allen tijden waarborgen;
- Gemeentelijke belastingen.

Deze transmissiekosten zullen in de toekomst nog steeds a.d.h.v. een kWh-term worden getarifeerd aan de eindklant.

Prosumententarief

Prosumenten met terugdraaiende teller hebben een niet-gemeten gebruik van het net. Zelfs al staat hun teller op het einde van het jaar op nul, toch maakten ze intensief gebruik van het net. Om dit gebruik alsnog deels te kunnen tarifieren, worden prosumenten een vast bedrag aangerekend op basis van het vermogen van hun PV-omvormer. Prosumenten met een digitale meter zullen dit tarief niet langer moeten betalen, gezien het netgebruik dan wel meetbaar is.

Tarieven voor de toeslagen

Een klein deel van de gemaakte kosten door de DNB die buiten bovenstaande kosten vallen, mag worden doorgerekend aan de eindafnemer. Deze bestaan o.a. uit de kosten van de niet-gekapitaliseerde pensioenen, retributies en een GRB-heffing. Deze kosten worden aangerekend via een kWh-term.

Heffingen

De heffingen zijn over het algemeen sociaal-ecologisch van aard of verbonden aan de regulering van en de controle op de elektriciteitsmarkt. De kosten kunnen onderverdeeld worden in volgende posten:

1. Energiebijdrage (Federaal)³;
2. Federale bijdrage³;
3. Bijdrage Energiefonds (Vlaams).

De federale overheid heft een vergoeding voor elke verbruikte kWh elektriciteit in de vorm van een energiebijdrage, het is dus een kWh-gedreven kost. Deze bijdrage worden ook wel de accijnzen op elektriciteit genoemd. De Energiebijdrage bedraagt 0.23 c€/kWh, inclusief 21% btw. De tweede kost, de federale bijdrage, wordt gebruikt voor de financiering van sommige openbare dienstverplichtingen en de kosten verbonden aan de regulering van en controle op de elektriciteitsmarkt. Elke eindafnemer die op het Belgisch grondgebied is gevestigd, moet de federale bijdrage betalen in functie van de hoeveelheid afgenomen kWh elektriciteit. Het is dus een kWh-gedreven kost. De manier van inning staat vast in het Koninklijk Besluit van 24 maart 2003. Deze heffing dient onder andere om het Sociaal Energiefonds (dat wordt verdeeld onder de OCMWs) en het fonds beschermde klanten te spijzen. Ook de werkingsmiddelen van de federale regulator CREG komen uit de federale bijdrage. De elektriciteitssector draagt via de federale heffing ook bij aan het Fonds Broeikasgassen (dat maatregelen financiert om de uitstoot van broeikasgassen terug te dringen) en aan het Denuclearisatiefonds.⁴ Voor de federale bijdrage werken we met 0.35 c€/kWh, en hier is geen btw van toepassing.

De laatste heffing is die voor het Vlaamse Energiefonds. Met het Energiefonds financiert de Vlaamse overheid mee haar energiebeleid. Deze kost bedraagt €5.16/jaar, en ook voor deze kost is er geen btw van toepassing. In het Energiedecreet is bepaald dat ze de middelen mag gebruiken voor:

- de werkingskosten van de VREG;
- openbardienstverplichtingen inzake energie;
- het sociaal energiebeleid;
- het beleid inzake het rationeel energiegebruik;
- het beleid inzake warmtekrachtkoppeling;
- het beleid inzake de hernieuwbare energiebronnen.

Btw

De btw op aardgas en elektriciteit geldt voor alle componenten van de energiefactuur, uitgezonderd voor de federale bijdrage en de bijdrage Energiefonds. In totaal heft de federale overheid voor elektriciteit een btw van 21 procent.

³De Kamercommissie Energie gaf op 7/12/2021 haar goedkeuring aan het invoeren van één federaal accijns ter vervanging van de federale heffingen. In deze studie wordt hier nog geen rekening mee gehouden.

⁴VREG, webpagina over de heffingen op de elektriciteitsfactuur

2.2 Proces tariefmethodologie

Het proces tot goedkeuring van de periodieke distributienettarieven voor elektriciteit omvat drie stappen:

1. De VREG bepaalt het totaal toegelaten inkomen van de distributienetbeheerders uit de periodieke distributienettarieven. De VREG maakt in haar tariefmethodologie telkens de onderverdeling tussen exogene, endogene en overige kosten. Exogene kosten omvatten kosten die moeten gemaakt worden door de DNBs, zoals de op te kopen groenestroom- en warmtekrachtcertificaten en de uit te betalen premies voor rationeel energiegebruik, ontstaan vanuit de openbaredienstverplichtingen. Endogene kosten omvatten daarentegen de kosten gerelateerd aan het netonderhoud en -investeringen (kabels, transformatoren, etc.). Tot slot staan de overige kosten voor de geregulerende activiteiten van de DNBs, hieronder vallen bijvoorbeeld de kosten van boetes.
2. De DNBs splitsen het globale budget van het toegelaten inkomen zoals bepaald door de VREG op een evenwichtige en kostenreflectieve manier op per tariefcomponent, per klantengroep en per energierichting.
3. Hieruit berekenen de DNBs eenheidstarieven per tariefcomponent en per klantengroep, uitgaande van het toegewezen budget en het rekenvolume per tariefdrager. Dit levert een voorstel voor tariefstructuur. Vervolgens dient de VREG deze tarieven goed te keuren, vooraleer deze finaal gepubliceerd worden.

De klantengroepen waarvan sprake is binnen de tariefstructuur omvatten grootgebruikers die rechtstreeks aangesloten zijn op een transformator tussen het midden- en hoogspanningsnet, tot de residentiële gebruikers die aangesloten zijn op het laagspanningsnet. De klantengroepen die relevant zijn voor deze studie m.b.t. de invoer van het capaciteitstarief in 2022 zijn: (i) laagspanningsklanten met meetinstallatie die piekmeting toelaat (digitale meter), (ii) laagspanningsklanten met meetinstallatie die geen piekmeting toelaat (klassieke ferrarismeter), en (iii) prosumënten met een terugdraaiende teller op het laagspanningsnet.

De tariefstructuur voor deze klantengroepen was in 2021 eenduidig: er was een vaste kostencomponent, die aangevuld werd met een puur verbruiksgebaseerd (kWh). Grote verbruikers betaalden meer, en kleinere verbruikers werden beloond met een lagere elektriciteitsfactuur. De kWh-gebaseerde aanpak heeft ook een puur pragmatische reden: de klassieke ferrarismeter kan enkel de energiecomponent (kWh) opmeten. Voor prosumënten met een terugdraaiende teller werd er een bijkomende forfaitaire kost aangerekend in €/kVA omvormervermogen, het zogenoemde prosumëntentarief. Met de introductie van het capaciteitstarief komt hier verandering in, gezien er een nieuwe tariefdrager geïntroduceerd wordt: € per kW gemiddelde maandpiek. De digitale meter laat immers toe om ook deze grootheid op te meten.

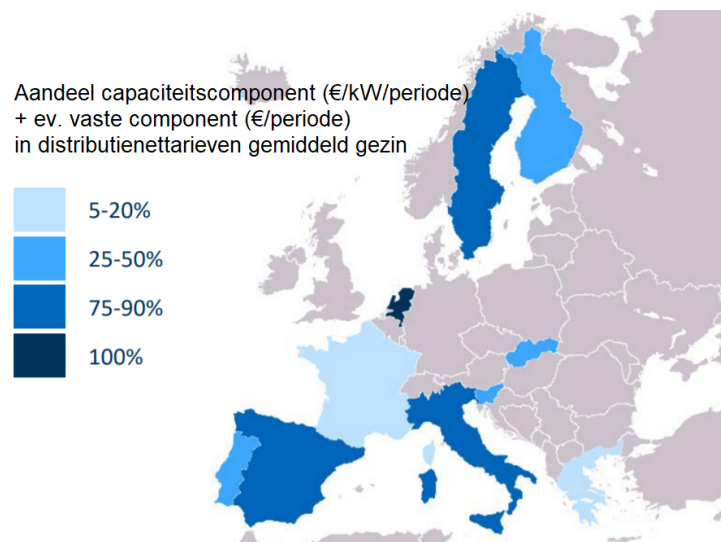
Het dient bijgevolg duidelijk te zijn dat de introductie van een nieuw capaciteitstarief binnen de tariefstructuur van de periodieke distributienettarieven van netgebruikers aangesloten op het laagspanningsnetwerk een kostenreflectieve herverdeling beoogt binnen deze klantengroep. Immers, het totaal toegelaten inkomen van de distributienetbeheerders kent geen stijging.

Het Energiedecreet legt in Artikel 4.1.32 enkele richtsnoeren op voor het opstellen van de tariefmethodologie.⁵ Dit omvat zowel de verplichtingen naar de distributienetbeheerders, als de richtlijnen voor de tariefstructuur zelf. Enkele relevante richtsnoeren zijn de volgende:

- 4° de tarieven zijn niet-discriminerend en proportioneel;
- 5° de tarieven zijn een afspiegeling van de werkelijk gemaakte kosten, voor zover deze overeenkomen met die van een efficiënte vergelijkbare entiteit of activiteit;
- 16° de structuur van de tarieven bevordert het rationeel gebruik van energie en het rationeel gebruik van de infrastructuur;
- 18° de tarieven weerspiegelen de kostenbesparingen in distributienetten die worden behaald vanuit maatregelen die passen binnen het vraagzijdebeheer en kunnen een dynamische prijsstelling voor afnemers ondersteunen.

Het argument kan gemaakt worden dat een tariefstructuur die louter vaste componenten combineert met een grote kWh-afhankelijk, niet kostenreflectief is tegenover de kost voor de aanleg en de verwachte beschikbaarheid door de eindverbruiker. Het net wordt immers gedimensioneerd op basis van de hoogste te leveren vermogenspieken (met een bepaalde veiligheidsmarge). Een kWh-tarief bevordert energie-efficiëntie en zuinig omgaan met elektriciteit, maar niet het optimaal gebruik van de infrastructuur.

De introductie van een capaciteitstarief met een kW-afhankelijkheid komt aan deze bezorgdheid tegemoet, waardoor kan voldaan worden aan het tweede deel van richtsnoer 18°. Hiermee schaart Vlaanderen zich ook bij andere regio's waar de tarieven voor residentiële verbruikers (al dan niet deels) kW-gebaseerd zijn zoals te zien in Figuur 2.4, en naar de internationale tendens naar meer kW-gebaseerde tarieven.⁶



Figuur 2.4: Aandeel capaciteitscomponent (€/kW/periode) + eventuele vaste component (€/periode) in distributienettarieven gemiddeld gezin.⁶

⁵Energiedecreet, [Onderafdeling IV. Richtsnoeren voor het opstellen van de tariefmethodologie (ing. decr. 27 november 2015, art. 15, I: 10 december 2015)]

⁶Toelichting Consultatie nieuwe tariefstructuur 2022-2024 (VREG).

2.3 Tariefstructuur 2021

In de tariefstructuur in 2021 waren de nettarieven bijna volledig kWh-gebaseerd, behalve de vaste bijdrage voor het databeheer. De individuele tariefdragers voor elke component van de deze tariefstructuur is gegeven in Figuur 2.5.⁷ De klanten met een digitale meter (piekmeting) worden momenteel op dezelfde wijze gefactureerd als klanten met een klassieke meter.

In deze studie worden de nettarieven zoals vastgelegd voor de periode 1 maart 2021 t.e.m. 31 december 2021 per distributienetbeheerder beschouwd voor het volledige jaar 2021.⁸ De volledige lijst met gebruikte bedragen voor elke component wordt gegeven in Bijlage A.

In 2021 wordt er binnen de nettarieven nog een verschil toegepast tussen dag- en nachttarief. Afname 's nachts en tijdens het weekend is goedkoper dan afname overdag wat betreft de distributienettarieven. Het verschil tussen de goedkopere nachturen en de duurdere daguren is ontstaan om afnemers aan te moedigen om 's nachts elektriciteit te verbruiken in plaats van overdag. Dat hielp om de vraag naar elektriciteit beter af te stemmen op het aanbod ervan door grote, vaak continu draaiende productiecentrales.

Het verschil tussen dag- en nachttarief binnen de distributienettarieven verdwijnt vanaf 2022. Ondertussen is het energielandschap immers in volle transitie. We wekken elektriciteit meer en meer lokaal op, vaak op basis van hernieuwbare energiebronnen zoals zon en wind. Hierdoor is het onderscheid tussen dag- en nachturen niet meer correct afgestemd. Het zet afnemers niet aan om te verbruiken op momenten dat de zon schijnt of de wind waait en er dus veel elektriciteit voorhanden is. Voor de distributienetbeheerder maakt het ook weinig verschil als afnemers nu overdag of 's nachts verbruiken. De kosten voor de aanleg en het onderhoud van het net blijven immers dezelfde.⁹

Afname elektriciteit	LS*	
	piekmeting	klassieke meter
Netgebruik (incl. transmissie – beheer & ontwikkeling netwerkinfrastructuur)	kWh _{afn}	kWh _{afn}
Databeheer	vast _{data}	
ODV	kWh _{afn}	
Toeslagen		
Overige transmissie		

* M.u.v. prosumanten onderhevig aan de in art. 4.1.30/1 Energiedecreet opgelegde tariefstructuur

Figuur 2.5: Tariefdragers in de nettarieven voor de huidige tariefstructuur in 2021.

⁷Tabel aangepast o.b.v. Toelichting Consultatie nieuwe tariefstructuur (VREG).

⁸VREG, Nettarieven voor elektriciteit 01.03.2021 t.e.m. 31.12.2021.

⁹VREG, “Door afschaffing van het dag-/nachttarief weerspiegelen de nettarieven beter de kosten”.

2.4 Tariefstructuur 2022H2-2024'

De tariefstructuur voor 2022H2-2024 wijzigt de tariefdrager van het netgebruik. Zoals te zien is in Figuur 2.6 wordt het aanrekenen van het netgebruik deels gebaseerd op de gemiddelde maandpiek ($\text{kW}_{\text{gem MP}}$).⁴ Met het capaciteitstarief worden verbruikers aangemoedigd om bewust om te gaan met het distributienet. Immers, wie hoge pieken veroorzaakt zal meer betalen dan wie zijn verbruik spreidt. Dit is in het bijzonder het geval voor huishoudens die in de toekomst een elektrisch voertuig en/of een warmtepomp zullen hebben. Door het gebruik te spreiden en het net efficiënt te gebruiken, zullen bewuste consumenten kunnen besparen op de elektriciteitsfactuur. Verder wordt bij de nieuwe tariefstructuur eveneens een minimale bijdrage aan de netkosten geïntroduceerd: elke afnemer zal een minimale bijdrage moeten leveren van 2.5 kW. Ook wie dan investeert in een batterij om zijn pieken af te vlakken zal zo een bijdrage in de netkosten betalen. Op deze manier wordt het Mattheuseffect beperkt.

Verder impliceert de wijziging van een tarief voor het netgebruik dat puur kWh-gebaseerd was naar een tarief die nog slechts deels kWh-gebaseerd is, dat de kWh-afname van het net goedkoper wordt. Hierdoor worden elektriciteits-intensieve toestellen competitiever, zolang het piekvermogen onder controle gehouden wordt.

Deze gemiddelde maandpiek kan enkel accuraat opgemeten worden door de digitale meter. Mensen met een klassieke meter zullen bijgevolg een forfaitaire vaste kost moeten betalen, equivalent aan de minimale bijdrage van 2.5 kW gemiddelde maandpiek. Gezien de gemiddelde maandpiek niet gemeten kan worden, zullen de nettarieven voor deze groep nog steeds kWh-gebaseerd zijn. De kWh-tarieven worden voor deze groep gebruikers ook lager, maar deze liggen hoger dan de kWh-tarieven voor verbruikers met een digitale meter. Een gedetailleerd overzicht met de exacte bedragen per distributienetbeheerder van de indicatieve nettarieven die gebruikt worden in deze studie is gegeven in Bijlage A.

Afname elektriciteit 2022 – 2024	LS*	
	piekmeting	klassieke meter
Netgebruik (incl. transmissie – beheer & ontwikkeling netwerkinfrastructuur)	$\text{kW}_{\text{gem MP}}$ kWh_{afn}	vast_{net} kWh_{afn}
Databeheer	$\text{vast}_{\text{data}}$	
ODV	kWh_{afn}	
Toeslagen		
Overige transmissie		
Maximumtarief (€/kWh_{afn})	Max_4	

* M.u.v. prosumenten onderhevig aan de in art. 4.1.30/1 Energiedecreet opgelegde tariefstructuur

Figuur 2.6: Tariefdragers in de nettarieven voor de tariefstructuur 2022–2024.

2.5 Ruimere context energiebeleid

Het is noodzakelijk de introductie van het capaciteitstarief te zien in een ruimere context, zeker in een impactanalyse van de voorgestelde tariefstructuur. Aangezien verbruikers met een digitale meter op een andere manier zullen getarifeerd worden in de tariefstructuur 2022–2024, zullen sommige verbruikers een hoge elektriciteitsfactuur ontvangen met een digitale meter dan het geval waarbij ze uitgerust zijn met een klassieke meter. Dit kan echter niet gezien worden als negatieve reclame voor de digitale meter. Er worden immers de komende jaren bijkomende mogelijkheden geïntroduceerd binnen het energiebeleid waardoor huishoudens met een digitale meter kunnen participeren en als het ware hun graantje meepikken binnen de energietransitie. Mensen met een klassieke meter kunnen hier echter niet aan participeren, omdat vaak hoge resolutiedata en communicatie-apparatuur noodzakelijk is.

Allereerst geldt ook voor de elektriciteitsfactuur in de toekomst de zegswijze “meten is weten”. De digitale meter geeft mensen inzicht in hun eigen elektriciteitsverbruik, en geeft als moderne meetinfrastructuur de ruimte en mogelijkheden aan de markt om tools te ontwikkelen waardoor mensen hier zelf op kunnen gaan inspelen. Bewuste consumenten die in staat zijn hun gedrag aan te passen en de gelijktijdigheid van hun toestellen te beperken, zullen hun factuur zien dalen. Het gaat hier dan over consumenten die bewust omgaan met de grootverbruikers in het huishouden, zoals de wasmachine, droogkast, warmtepomp, of een elektrisch wagen. De analyse in dit werk is echter uitgevoerd op basis van historische meetgegevens, onder de assumptie van ongewijzigd gedrag. Er kan evenwel verwacht worden dat mensen hun verbruiksgedrag zullen aanpassen aan prijssignalen (cfr. Time-of-Use), indien de tariefstructuur transparant is en ze de mogelijkheid hebben om dit te meten. Dit was ook het geval de voorbije decennia onder invloed van het dag- en nachttarief.

Zoals reeds vermeld in Sectie 2.1 is er eveneens de mogelijkheid voor mensen met een digitale meter om te genieten van dynamische energieprijzen. Deze dynamische energieprijzen zijn niet verwerkt in deze studie. Er wordt immers met een vaste prijscomponent voor de energiekosten gerekend. Evengoed kunnen huishoudens met zonnepanelen sinds 1 januari 2021 gebruik maken van een teruglevercontract, waar hun eigen opgewekte elektriciteit ook verkocht wordt aan hun energieleverancier, weliswaar aan een lagere prijs dan de prijs dat het huishouden zelf betaalt als energiekost.

Deze eigen opgewekte energie zal de komende jaren echter ook meer waard worden. Immers, er wordt verwacht dat persoon-aan-persoonverkoop van lokaal opgewekte energie mogelijk dient te zijn tegen juli 2022, en tegen 2023 wordt verwacht dat huishoudens kunnen mee participeren in (hernieuwbare) energiegemeenschappen.¹⁰ Dit zijn bijkomende mogelijkheden voor huishoudens om zelf actief deel te nemen aan de energietransitie, en de digitale meter is hiervoor een noodzakelijkheid.

¹⁰Energiedecreet Hoofdstuk II. Energiedelen, peer-to-peerhandel in hernieuwbare energie en de peer-to-peerhandel van groene stroom door één actieve afnemer aan één andere actieve afnemer (verv. decr. 2 april 2021, art. 60, I: 7 juni 2021).

Hoofdstuk 3

Impact op residentiële verbruikers

In dit hoofdstuk wordt de impact van het capaciteitstarief op de totale jaarfactuur van residentiële verbruikers op het laagspanningsdistributienet in kaart gebracht op basis van reële historische verbruiksdata uit verschillende datasets, zoals besproken in Sectie 1.3.

Sectie 3.1 start met een globale analyse van de impact van de nieuwe tariefstructuur. In deze sectie worden pure afnemers van het net beschouwd zonder enige vorm van decentrale productie. Hiervoor wordt gesteund op de Eurostat-classificatie van verbruikers op het distributienet, zoals ook door de VREG gehanteerd. Deze classificatie is gebaseerd op de jaarlijkse kWh-afname van het net en categoriseert verbruikers als zeer kleine tot zeer grote verbruikers. Na een initiële karakterisatie van de verbruikers op het laagspanningsnet, wordt de impact van het capaciteitstarief, met inbegrip van de afschaffing van het onderscheid in de dag/nacht netkosten, op de totale jaarfactuur bekeken zowel voor de klassieke als de digitale meter, evenals welk type meter het voordeligst is voor elke onderscheiden verbruikerscategorie.

Hierna wordt in Sectie 3.2 aandacht besteed aan specifieke groepen residentiële verbruikers. Eerst worden beschermde klanten beschouwd in Sectie 3.2.1, waarbij voldoende aandacht is voor de diverse aspecten van energiearmoede. Huishoudens met zonnepanelen worden afzonderlijk behandeld in Sectie 3.2.2. De impact van de nieuwe tariefstructuur op de competitiviteit van zonnepanelen wordt in kaart gebracht, zowel voor huishoudens met een klassieke (terugdraaiende) teller als een digitale meter. Sectie 3.2.3 verduidelijkt de impact van het capaciteitstarief bij diverse huishoudens met elektrische verwarming. Finaal worden nog tweede verblijven, gemeenschappelijke delen van appartementsgebouwen, evenals kotstudenten besproken. Deze lijst van specifieke verbruikerscategorieën werd opgesteld o.b.v. bezorgdheden die geuit werden in de Commissie Leefmilieu, Natuur, Ruimtelijke Ordening en Energie d.d. 31/03/2021, en waarop er een antwoord kon geboden worden o.b.v. de beschikbaar gestelde data en/of wetenschappelijke literatuur.

Dit hoofdstuk wordt afgerond met Sectie 3.3, waar als conclusie een samenvattende tabel gepresenteerd van de voornaamste conclusies uit dit hoofdstuk. Ter kadering van de bekomen resultaten in dit hoofdstuk wordt in Bijlage B bijkomend een overzicht gegeven van de hoeveelheid residentiële verbruikers in elke categorie.

3.1 Globale analyse

In deze globale analyse worden wijzigingen voor verbruikers op het laagspanningsnet zonder zonnepanelen toegelicht bij de overgang naar de nieuwe tariefstructuur. Er wordt in deze sectie nog geen onderscheid gemaakt op basis van het type residentiële afnemer of de aanwezigheid van specifieke grootverbruikers (zoals elektrische verwarming) in het huishouden. De resultaten in dit hoofdstuk zijn gebaseerd op de indicatieve nettarieven voor 2022 zoals toegelicht in Sectie 2.4 t.o.v. de nettarieven voor 2021 in Sectie 2.3.

De analyses voorgesteld in deze sectie werden uitgevoerd op diverse databronnen. De detailanalyses zijn, net zoals de simulator nieuwe nettarieven van de VREG, gebaseerd op de vandaag beschikbare, relevante datasets, nl. de data verzameld in het kader van het pilootproject slimme meters. Deze dataset werd waar relevant aangevuld met meetgegevens uit het proof of concept project van de slimme meters. Deze databronnen hebben een tijdsresolutie van 15 minuten en de meetgegevens zijn beschikbaar over een volledig jaar, waarbij het type meter eveneens gekend is. Ter validatie wordt de beschikbare dataset met informatie van de reeds geïnstalleerde digitale meters, zoals beschreven in Sectie 1.3 en Bijlage ??, gebruikt. Deze dataset omvat van een veel groter aantal verbruikers de ingeschatte jaarlijkse afname (EAVs) en inschatting van de gemiddelde maandpiek voor 2021.

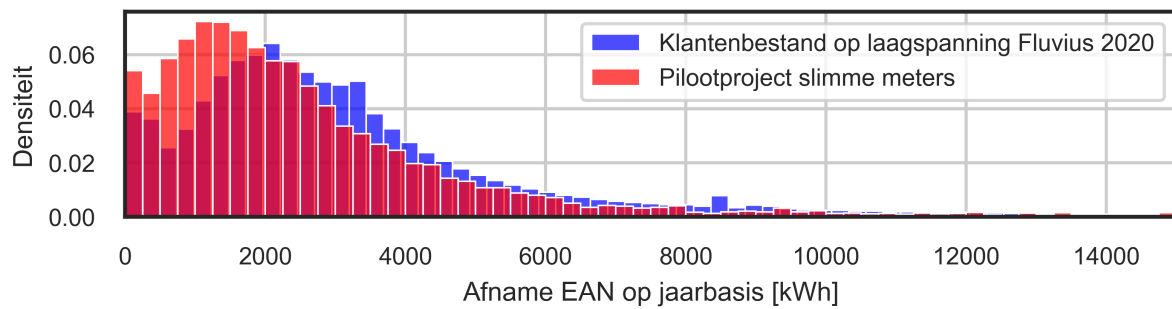
Deze combinatie van een dataset met hoge resolutie die beperkter is in omvang met een dataset die een veel groter volume aan afnemers bevat, weliswaar met geschatte waardes gebaseerd op een beperkter aantal meetpunten, laat ons toe om een veel correctere inschatting te maken specifiek voor de verbruikers met een digitale meter.

In het vervolg van deze sectie worden telkens de jaarfacturen voor elektriciteit voor 2021 vergeleken met die van 2022, waarbij eveneens de procentuele wijziging tussen deze jaarfacturen uitgezet wordt in functie van het jaarverbruik. De impact van de wijzigende tariefstructuur voor verbruikers met een digitale meter wordt behandeld in Sectie 3.1.1, verbruikers met een klassieke ferrarimeter komen aan bod in Sectie 3.1.2. In deze analyses wordt telkens het onderscheid gemaakt tussen verbruikerstypes o.b.v. de Eurostat-classificatie zoals gehanteerd door de VREG en weergegeven in Tabel 3.1.¹

Tabel 3.1: Eurostat-classificatie zoals gedefinieerd door de VREG.

Type	Beschrijving	Verbruiksprofiel
Da	Zeër kleine verbruikers	Afname enkelvoudige meter < 900 kWh/jaar
Db	Kleine verbruikers	Afname enkelvoudige meter tussen 900 en 2350 kWh/jaar
Dc	Gemiddelde verbruikers	Afname tweevoudige meter < 5500 kWh/jaar Afname enkelvoudige meter $\geq$ 2350 kWh/jaar
Dd	Grote verbruikers	Afname tweevoudige meter $\geq$ 5500 kWh/jaar
De	Zeër grote verbruikers	Afname tweevoudige meter + exclusief nacht Afname enkelvoudige meter + exclusief nacht

¹VREG, Marktmonitor (Bijlage 5).

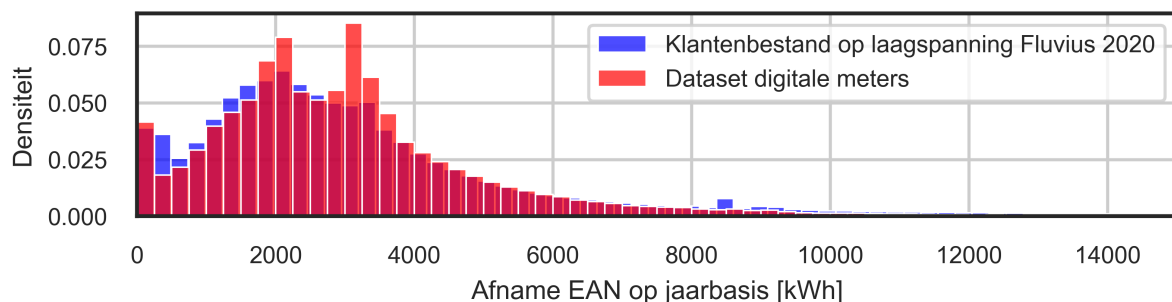


Figuur 3.1: Gemeten jaarverbruiken in de beschouwde dataset van het pilotproject slimme meters, vergeleken met het klantenbestand van Fluvius in 2020.

Allereerst is het noodzakelijk de representativiteit van de beschouwde dataset van het pilotproject slimme meters te verifiëren. In Figuur 3.1 worden de jaarafnames van de verbruikers zonder een PV-installaties uit dit pilotproject vergeleken met die van het voltallige klantenbestand van Fluvius op het laagspanningsnet in 2020. De histogrammen zijn genormaliseerd zodat de som van de oppervlaktes onder het histogram gelijk is aan 1. Dit staat toe een schaal-onafhankelijke vergelijking uit te voeren. Het klantenbestand van Fluvius bevat immers 3.143.286 klanten op het laagspanningsnet zonder een PV-installatie, tegenover de beschouwde dataset van 8.940 verbruikers zonder zonnepanelen waarvan gedetailleerde kwartierdata voor één jaar beschikbaar is.

Het pilotproject slimme meters bevat proportioneel gezien meer *zeer kleine* en *kleine* verbruikers dan het klantenbestand van Fluvius in 2020. Bij het opzetten van dit project door Eandis/Infrax werd immers beslist om in te zetten op moeilijk te bereiken locaties en klanten, zoals tweede verblijven. Dit zijn typisch gezien EANs met een beperkter verbruik op jaarbasis. Gezien de kleine verbruikers een aandachtspunt zijn in deze studie, is de dataset van het pilotproject slimme meters zeker geschikt om dit gedeelte van de studie mee aan te vangen.

Verificatie van de bekomen resultaten gebeurt op de dataset van de residentiële digitale meters, waarvan de distributie van de 271.939 geschatte jaarverbruiken meer representatief zijn vergeleken met het klantenbestand van Fluvius, zoals te zien in Figuur 3.2.



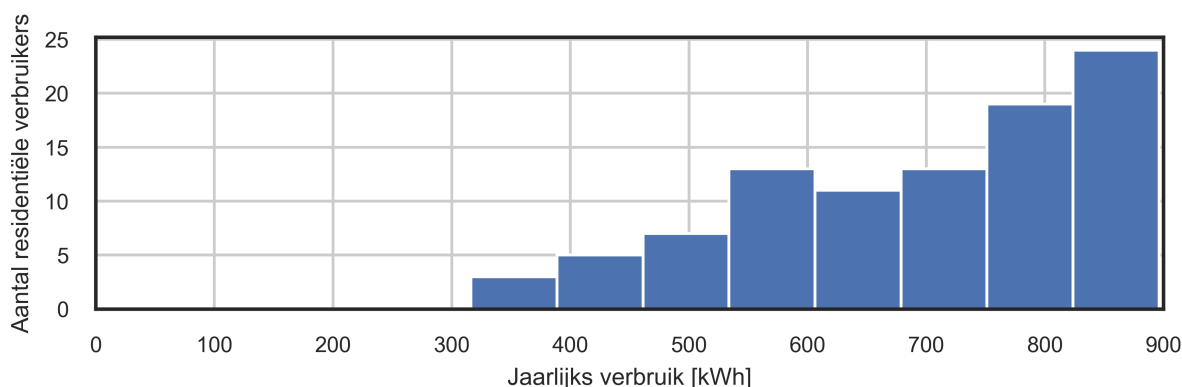
Figuur 3.2: Geschatte jaarlijkse afname in de beschouwde dataset van de digitale meters, vergeleken met het klantenbestand van Fluvius in 2020.

Het is noodzakelijk om kort stil te staan bij de verbruikerscategorie **Da**, de zeer kleine verbruikers. Zoals beschreven in Sectie 2.4, is het immers zo dat er een nieuwe minimale bijdrage aan de netkosten voorzien wordt in de nieuwe tariefstructuur 2021–2024. Deze minimale bijdrage wordt zowel gevraagd bij verbruikers met een klassieke als met een digitale meter. Deze nieuwe vaste kost zal bijgevolg sterk doorwegen bij de groep verbruikers die een lage kWh-afname hebben op jaarbasis, waardoor deze groep hun factuur zal zien stijgen. De vraag rijst echter of deze groep zeer kleine verbruikers ook representatief is voor de typische huishoudens in Vlaanderen die zeer weinig elektriciteit verbruiken. Het is immers zo dat het klantenbestand van Fluvius alle aansluitingen bevat op het laagspanningsnet, dus ook de niet-huishoudelijke klanten. Om te verifiëren welk type verbruikers deze zeer kleine afnemers zijn, wordt gebruik gemaakt van de beschikbare datasets met kwartierwaarden.

De dataset van het pilootproject slimme meters bevat kwartierwaarden van 8.940 verbruikers zonder zonnepanelen. Hiervan worden er 1.353 geclassificeerd als zeer kleine verbruikers onder de Eurostat-categorie **Da**. Van deze groep verbruikers kunnen we echter slechts met zekerheid zeggen dat 7%, 95 meters, effectief residentiële verbruikers zijn. De distributie van de jaarverbruiken van de residentiële verbruikers in categorie **Da** zijn uitgezet in Figuur 3.3.

De overige 93% van de zeer kleine verbruikers in **Da** bevatten een mix van gebruikers die niet het gedrag vertonen van huishoudelijke afnemers. Onder andere tweede verblijven, huizen met (bijna-)leegstand, gemeenschappelijke gedeeltes van appartementsgebouwen en vakantiewoningen die een lage bezetting hebben op jaarbasis bevinden zich in deze categorie, maar even goed zijn er huurwoningen die enkele maanden leegstaan, of occasionele verbruikers zoals de meter van scoutslokalen of de kantine van een lokale voetbalploeg. Bijkomend zijn er meters die eerder verbonden zijn aan sluimerverbruik, en een zeer constant verbruik vertonen doorheen het jaar.

Bijgevolg wordt er in het vervolg van de studie geopteerd om categorie **Da** te omschrijven als zeer kleine verbruikers, terwijl groepen **Db**, **Dc** en **Dd** zullen omschreven worden als respectievelijk kleine, gemiddelde, en grote residentiële verbruikers. Op deze manier wensen we een duidelijk onderscheid te hanteren ter kadering van de bekomen resultaten.

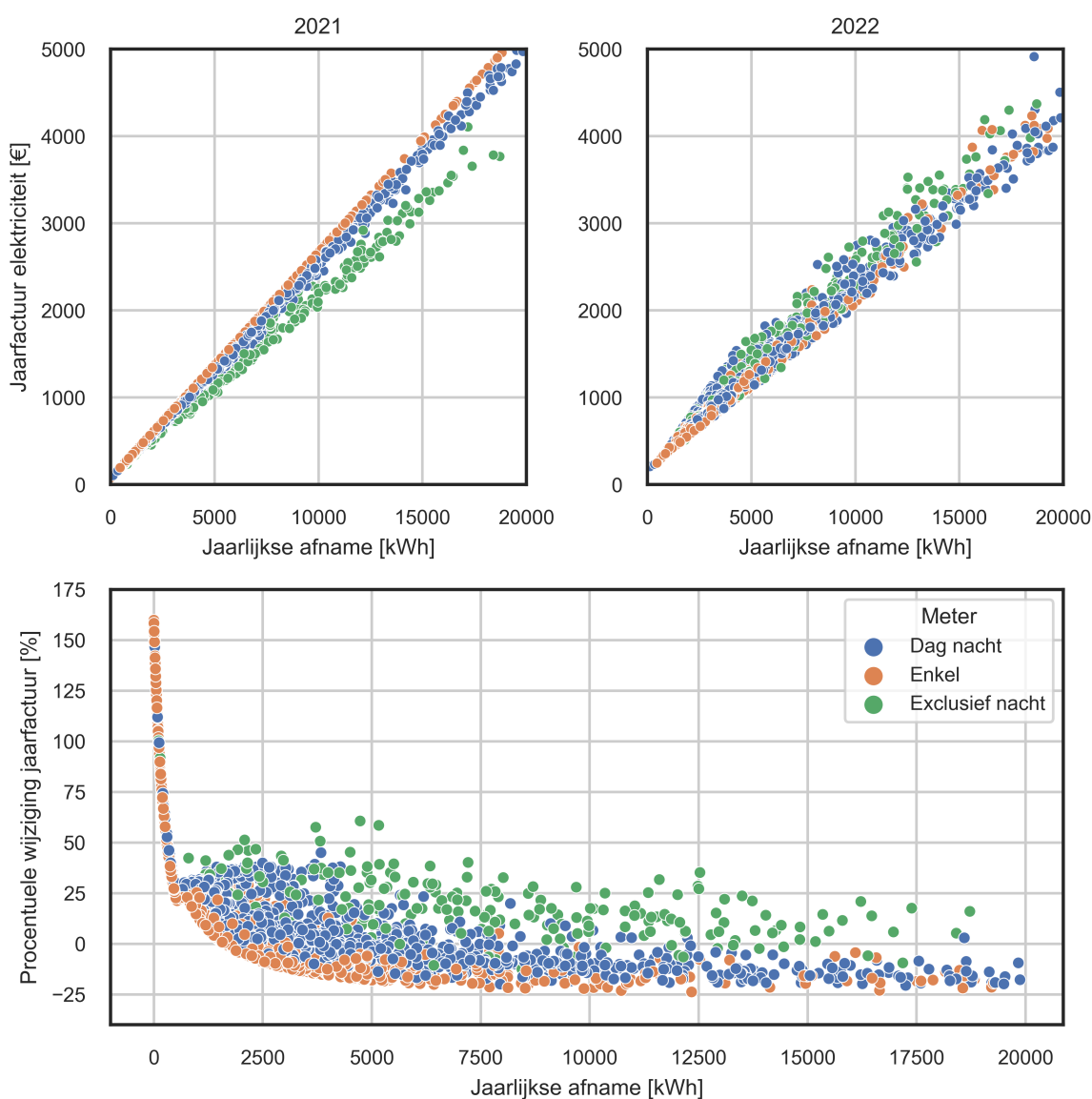


Figuur 3.3: Distributie van het jaarlijkse verbruik in kWh van de 95 zeer kleine residentiële verbruikers uit Eurostat-categorie **Da** in het pilootproject slimme meters.

3.1.1 Laagspanningsklanten met pekmetering (digitale meter)

Voor de beschouwde laagspanningsklanten zijn de jaarfacturen voor 2021 en 2022 i.f.v. hun jaarlijkse afname uitgezet in Figuur 3.4. Er wordt aangenomen dat ze uitgerust zijn met een digitale meter. De procentuele wijziging voor elke klant bij de overgang van tariefstructuur is eveneens weergegeven in dezelfde figuur. Opgelet, zoals vermeld in Sectie 2.1 werd de stijgende energiekost voor 2022 niet mee opgenomen in de aannames voor 2022.

Verscheidene zaken vallen sterk op in deze figuur. Allereerst is duidelijk dat er afgestapt wordt van een jaarfactuur die lineair afhankelijk is van de kWh-afname in 2021. In de jaarfacturen van 2021 tekenen er zich drie rechten af, één per type meter, waarvan er louter kleine afwijkingen optreden o.b.v. de verhouding van het verbruik tijdens dagtarief op (exclusief-)nachtstarief.

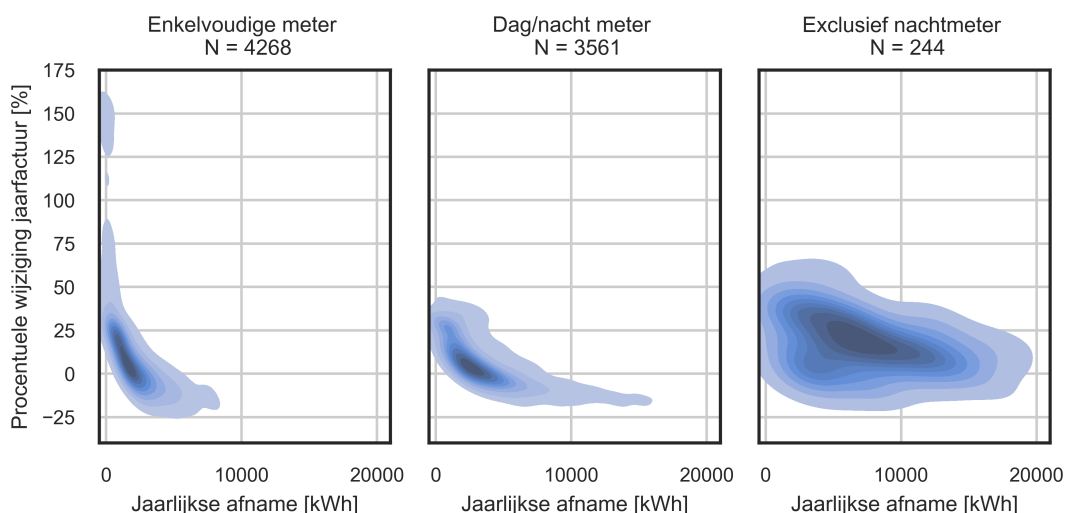


Figuur 3.4: Jaarfacturen elektriciteit inclusief btw in 2021 (boven links) en 2022 (boven rechts), en de wijziging in de jaarfactuur (onder) bij de overgang van 2021 naar 2022 indien de verbruikers een digitale meter hebben, uitgewerkt met gemiddelde nettarieven.

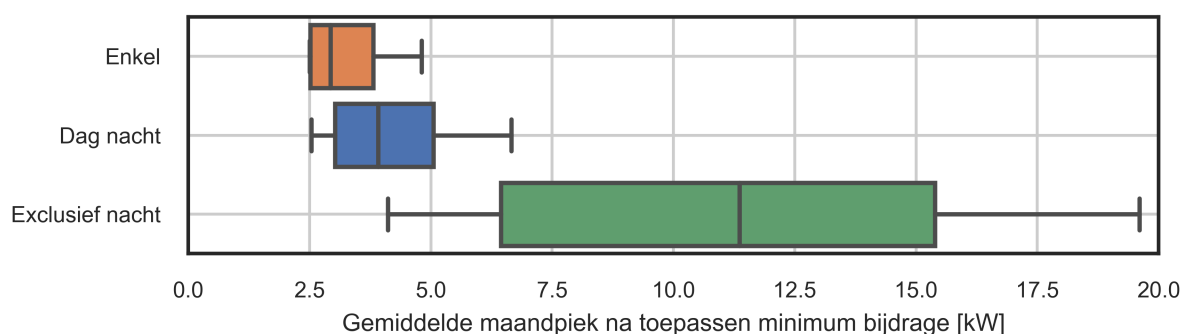
Daartegenover is zichtbaar dat in 2022 een diversificatie optreedt in de jaarfacturen voor verbruikers met dezelfde jaarlijkse kWh-afname. De introductie van een tariefdrager per kW gemiddelde maandpiek leidt tot een spreiding tot enkele honderden euro op de jaarfactuur voor afnemers met dezelfde kWh-afname op jaarbasis. Zowel het gedrag van de gebruikers als de aanwezige toestellen zullen de jaarfactuur in 2022 mee bepalen voor afnemers met een digitale meter.

Ten tweede is er een duidelijke volgorde zichtbaar in de procentuele wijzigingen van de jaarfactuur door het wegvallen van het onderscheid tussen dag- en nachttarieven binnen de distributienettarieven. Verbruikers met een enkelvoudige teller merken systematisch een hogere daling (of minder grote stijging) van hun jaarfactuur, dan verbruikers met een identiek jaarverbruik op een dag/nachtmeter door het lagere kWh-tarief binnen de nettarieven. Waar de nettarieven (distributie + transmissie) in 2021 nog gemiddeld 14.27 c€/kWh bedroegen voor een verbruiker met een enkelvoudige teller, zakt dit met de voorlopige nettarieven tot 6.98 c€/kWh voor verbruikers met een digitale meter in 2022. Gezien het distributienettarief voor nachtgebruik gemiddeld gezien 2.6 c€/kWh goedkoper is in 2021 dan het dagtarief, leidt dit tot een minder uitgesproken daling van het kWh-onderdeel van de jaarfactuur.

Het is niet eenvoudig om de wijzigingen van de jaarfactuur zoals weergegeven in Figuur 3.4 in functie van het type meter te interpreteren. Bijgevolg zijn deze op aparte densiteitsplots voorgesteld op Figuur 3.5, waar een diepere kleur een hogere concentratie verbruikers voorstelt. Het is duidelijk dat enkelvoudige meters typisch gezien een kleiner verbruik op jaarbasis vertonen. Daartegenover zijn de verbruikers met een exclusief nachtmeter vaker grotere verbruikers, en zien zij hun jaarfactuur ook eerder stijgen met de introductie van een capaciteitstarief indien ze reeds een digitale meter hebben. Gezien dit gaat over huishoudens met een accumulatieverwarming, hoeft dit ook niet te verbazen. Hier dienen we wel op te letten: de beperkte hoeveelheid gebruikers met een exclusief nachtmeter (slechts 244) maakt het gevaarlijk om algemene conclusies te trekken. In Sectie 3.2.3 wordt hier dieper op ingegaan.



Figuur 3.5: Wijziging totale jaarfactuur bij de overgang van 2021 naar 2022 indien de verbruikers een digitale meter hebben, uitgewerkt met gemiddelde nettarieven, opgesplitst per type meter.



Figuur 3.6: Gemiddelde maandpiek na toepassen van minimum bijdrage, opgesplitst per teller.

Figuur 3.5 toont verder dat huishoudens met een exclusief nachtmeter gemiddeld gezien voor dezelfde jaarlijkse afname een hogere stijging (of minder sterke daling) van hun jaarfactuur vertonen dan huishoudens met een dag/nacht meter. Dit kan deels verklaard worden op basis van Figuur 3.6, waar de distributie van de (gecorrigeerde) gemiddelde maandpiek voor de huishoudens per type teller werd uitgezet in boxplots, waar de whiskers van de boxplots de [10, 90]-percentielen van de distributie voorstellen en de lijn de mediaan weergeeft. De gecorrigeerde gemiddelde maandpiek betekent dat maandpieken kleiner dan 2.5 kW reeds omgezet werden naar de minimumbijdrage van 2.5 kW voor die maand. Huishoudens met een exclusieve nachtmeter hebben gemiddeld gezien een hogere gemiddelde maandpiek dan huishoudens met een dag/nachtmeter, die op hun beurt gemiddeld groter is dan die van huishoudens met een enkelvoudige meter. Logischerwijze zet dit verschil in gecorrigeerde gemiddelde maandpiek zich verder in een hogere kW-component in de elektriciteitsfactuur, en bijgevolg een grotere stijging van de jaarfactuur.

Als laatste aandachtspunt is het nodig de significante stijging van de jaarfactuur te bespreken voor de groep van kleine verbruikers, waar stijgingen tot 160% zichtbaar zijn voor zeer kleine verbruikers. Deze toename is volledig te wijten aan de stijging van de vaste componenten in de elektriciteitsfactuur, waar de minimale jaarlijkse bijdrage voor de netkosten equivalent is aan het bedrag dat correspondeert met een gemiddelde maandpiek van 2.5 kW. De vaste componenten voor de tariefstructuur in 2021 zijn: (i) de vaste vergoeding voor de energiekost bij de energieleverancier, (ii) het bedrag voor databeheer binnen de nettarieven, en (iii) de bijdrage aan het Energiefonds. Deze vaste componenten zijn met hun corresponderende bedragen opgelijst in Tabel 3.2, en leiden tot een gemiddelde minimale jaarfactuur van €73.99 in 2021.

Tabel 3.2: Minimale jaarfactuur (inclusief btw) in 2021 door vaste kosten in de elektriciteitsfactuur.

Factuurcomponent	Type kost	Minimale jaarfactuur [€/jaar]
Energiecomponent	Vaste vergoeding energieleverancier	55.19
Nettarieven	Databeheer	13.84
Heffingen	Bijdrage Energiefonds	5.14
Totaal		73.99

Tabel 3.3: Indicatieve eenheidsprijs per kW gemiddelde maandpiek (inclusief btw) en de bijhorende minimale bijdrage aan het net, opgesplitst per DNB en gewogen gemiddelde o.b.v. marktaandeel.

DNB	Marktaandeel [%]	Capaciteitstarief [€/kW]	Minimale bijdrage [€]
Imewo	18.24	49.94799	124.87
Fluvius Antwerpen	16.76	44.11955	110.30
Iverlek	15.53	49.23184	123.08
Gaselwest	12.76	55.49058	138.73
Fluvius Limburg	12.62	38.64095	96.61
Intergem	9.08	43.47513	108.68
Iveka	6.53	48.35886	120.90
Fluvius West	3.97	41.04152	102.61
PBE	2.68	52.95989	132.40
Sibelgas	1.83	53.49114	133.73
Gewogen gemiddelde	100	47.24	118.10

Deze drie vaste componenten blijven hetzelfde voor 2022, maar er komt een bijkomende minimale bijdrage voor de netkosten bij. Deze minimale bijdrage per distributienetbeheerder is opgelijst in Tabel 3.3, samen met de eenheidsprijs per kW. Er zit een verschil van €42 tussen de laagste en de hoogste minimale bijdrage voor de netkosten, een verschil van 44%. Tabel 3.4 geeft dan de minimale jaarfactuur in 2022 voor elke distributienetbeheerder weer, bekomen door de combinatie te nemen van de minimale kosten in 2021 weergegeven in Tabel 3.2 en de nieuwe netbeheer-afhankelijke minimale netkosten voor 2022 in Tabel 3.3.

Het gewogen gemiddelde over distributienetbeheerders heen van deze minimale jaarfacturen bedraagt €192.29 voor 2022 met de nieuwe tariefstructuur, wat een stijging van 160% betekent ten opzichte van de minimale jaarfactuur in 2021. Deze procentuele stijging van 160% t.o.v. 2021 bij 0 kWh is duidelijk terug te vinden in Figuur 3.4. Bij hogere afnames neemt de relatieve bijdrage van deze vaste kosten in de jaarfactuur af, waardoor ook de procentuele wijziging in de jaarfactuur getemperd wordt naarmate de afname van het net toeneemt.

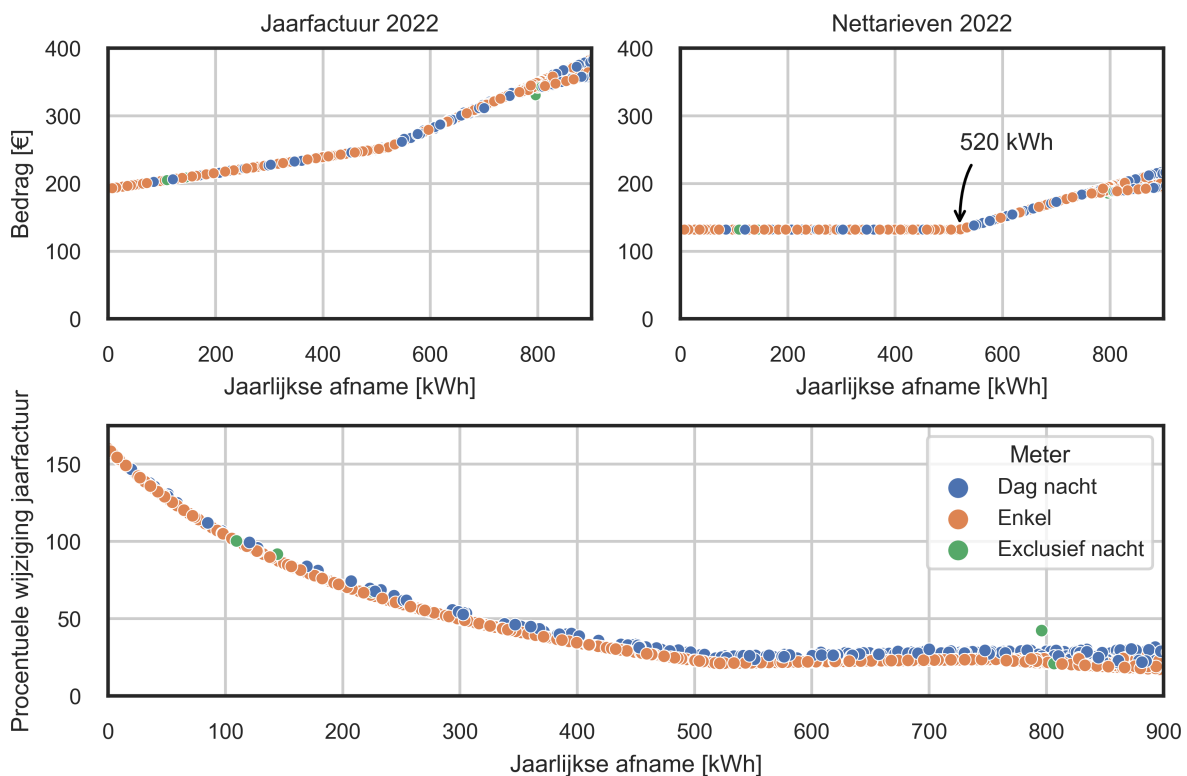
Tabel 3.4: Minimale jaarfactuur (inclusief btw) in 2022 door vaste kosten in de elektriciteitsfactuur, opgesplitst per DNB en gewogen gemiddelde o.b.v. marktaandeel.

DNB	Marktaandeel [%]	Minimale jaarfactuur [€]
Imewo	18.24	198.86
Fluvius Antwerpen	16.76	184.29
Iverlek	15.53	197.07
Gaselwest	12.76	212.72
Fluvius Limburg	12.62	170.59
Intergem	9.08	182.68
Iveka	6.53	194.89
Fluvius West	3.97	176.59
PBE	2.68	206.39
Sibelgas	1.83	207.72
Gewogen gemiddelde	100	192.29

Eén aspect waar de digitale meter zich onderscheidt van de klassieke meter bij de nieuwe tariefstructuur is de introductie van een toegelaten maximumtarief voor de nettarieven. De tariefmethodologie 2021 – 2024 verduidelijkt: *”Voor de individuele klant op LS mag zijn globaal (net)tarief (EUR) zonder tarief databeheer (vast_{data}) maximaal gelijk zijn aan dit maximumtarief vermenigvuldigd met zijn kWh bruto afname en moet het minstens gelijk zijn aan de minimale bijdrage van $2.50 \text{ kW} \times \text{kW}_{\text{gemMP}}$.”*²

Dit maximumtarief treedt bijgevolg in werking vanaf het berekende bedrag voor de nettarieven zowel groter is dan enerzijds (i) de minimale bijdrage equivalent aan 2.5 kW gemiddelde maandpiek aangevuld met het vaste tarief voor databeheer, en anderzijds (ii) groter is dan 22.719 c€/kWh maximumtarief zoals momenteel vooropgesteld in de indicatieve nettarieven voor 2022. Indien dit het geval is, dan worden de nettarieven exclusief de vaste kost voor databeheer geplafonneerd op 22.719 c€/kWh, onafhankelijk van de distributienetbeheerder.

Een detailverloop voor *zeer kleine verbruikers* wordt ter verduidelijking gegeven in Figuur 3.7. Het is het toepassen van dit maximumtarief dat leidt tot de knik die zichtbaar is aan 520 kWh jaarafname in de cijfers voor 2022. Het is immers aan deze jaarafname dat aan de voorwaarde kan voldaan worden dat de minimumbijdrage voor de netkosten gelijk is aan het maximumtarief vermenigvuldigd met de kWh-afname.



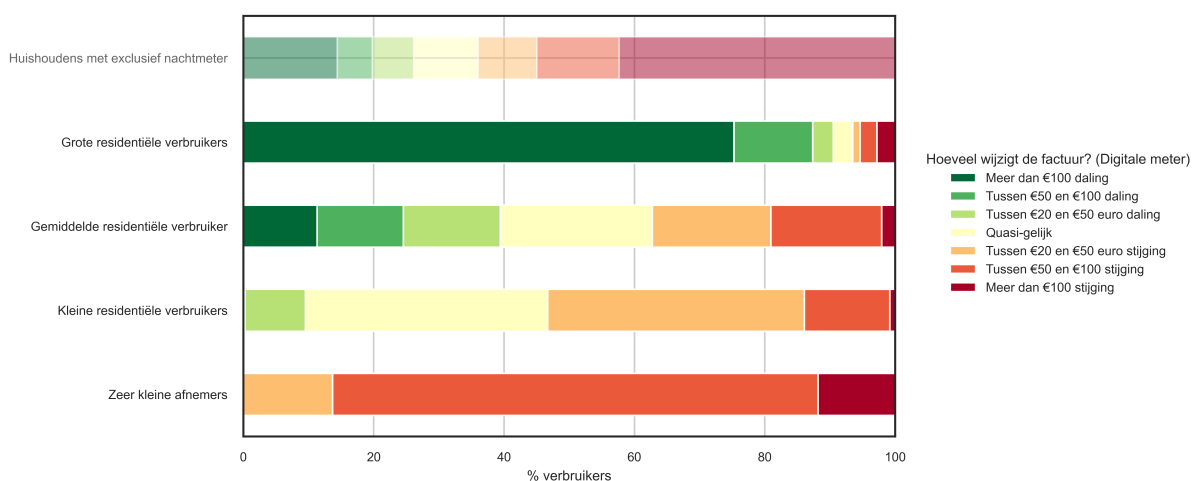
Figuur 3.7: Detail van de jaarfactuur elektriciteit in 2022 inclusief btw voor zeer kleine verbruikers (boven links) en de nettarieven (boven rechts), en de wijziging in de jaarfactuur (onder) bij de overgang van 2021 naar 2022 indien de verbruikers een digitale meter hebben, uitgewerkt met gemiddelde nettarieven.

²Tariefmethodologie voor reguleringsperiode 2021 – 2024, paragraaf 11.2.2, p. 105

Vervolgens kan op basis van de vergelijking tussen de jaarfactuur in 2021 en 2022 bepaald worden welk aandeel van de verbruikers een stijgende dan wel een dalende jaarfactuur zal ervaren. Hiervoor wordt beroep gedaan op de Eurostat-classificatie zoals geïntroduceerd in Tabel 3.1 om de verbruikers op basis van hun jaarverbruik te categoriseren. Om kleine wijzigingen in de jaarfactuur eerlijk te kunnen kaderen en een wijziging van enkele euro's niet te bestempelen als een stijging of een daling, wordt er eveneens een resultaat 'quasi-gelijk' ingevoerd. Er wordt gekozen om verbruikers als 'quasi-gelijk' te bestempelen op hun wijzigende jaarfactuur indien het verschil tussen de jaarfactuur in 2021 en 2022 minder dan €20 bedraagt.

Het dient duidelijk te zijn dat elke keuze voor deze grenswaarde inherent arbitrair is. Er kon immers eveneens gekozen worden voor een procentuele grens, i.e., indien de jaarfactuur in 2022 minder dan 1% afwijkt van die in 2021 de impact als 'quasi-gelijk' te bestempelen. De keuze voor de grenswaarde van €20 is echter ook pragmatisch gebaseerd op de gekozen methodologie. Er wordt immers gewerkt met gewogen gemiddelde nettarieven. Er zit, zoals reeds toegelicht in Tabel 3.4, een verschil van €42 (44%) tussen de hoogste en de laagste minimale bijdrage voor de netkosten afhankelijk van de distributienetbeheerder. Door het gebied $\pm$ €20 te bestempelen als quasi-gelijke jaarfacturen, wordt de DNB-afhankelijkheid eveneens in rekening gebracht, gelet op de beperking van de data en de gehanteerde methodologie van de gewogen nettarieven.

Dit wordt weergegeven op Figuur 3.8 voor de vijf Eurostat verbruikscategorieën uit Tabel 3.1. De groep **De** wordt voor de volledigheid weergegeven, maar niet benadrukt in de figuur. Deze groep krijgt immers pas hun digitale meter vanaf 2028, en deze analyse voor de tariefstructuur 2022–2024 is dus niet van toepassing voor het gros van de verbruikers met een exclusief nachtmeter. Zoals reeds zichtbaar was op Figuur 3.4, ziet categorie **Da**, de zeer kleine verbruikers, hun jaarfactuur altijd stijgen, te wijten aan de nieuwe minimale bijdrage aan de netkosten. Ondanks de introductie van een maximumtarief dat in werking treedt vanaf een jaarafname van 520 kWh, blijft de jaarfactuur voor kleine verbruikers stijgen, zoals reeds te zien was in Figuur 3.7.

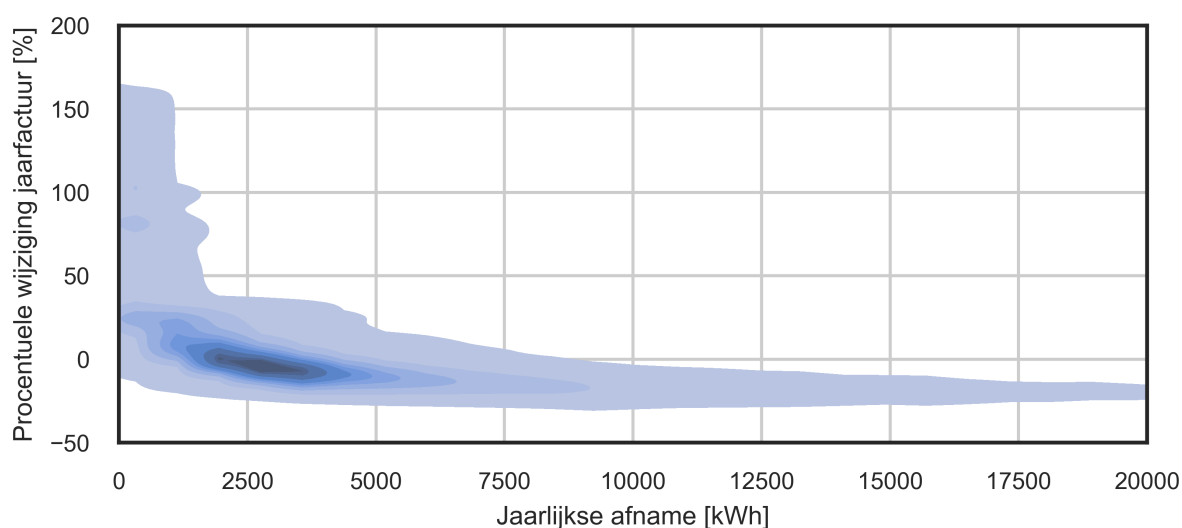


Figuur 3.8: Absolute wijziging van de jaarfactuur, opgesplitst in de relatieve bijdrage per Eurostat verbruikerscategorie, indien de verbruikers een digitale meter hebben.

De conclusie voor groepen **Db**, **Dc** (de modale gezinnen), en **Dd** zijn gelijklopend. Hoe hoger de afname, hoe voordeliger de lagere kWh-tarieven binnen de distributienettarieven, en hoe hoger de kans op een dalende jaarfactuur binnen de verbruikerscategorie. De gemiddelde maandpiek voor deze verbruikers met een enkelvoudige of dag/nacht meter blijft binnen de perken, zoals te zien was op Figuur 3.6. Groep **De**, de groep op exclusief nachtverbruik, werd reeds hiervoor besproken en wordt uitgebreider behandeld in Sectie 3.2.3. Zij zien hun jaarfactuur met een digitale meter veeleer stijgen in deze analyse, voornamelijk vanwege de zeer hoge gemiddelde maandpiek vanwege de accumulatieverwarming gecombineerd met de eerder beperkte daling in de kWh-prijzen binnen de nettarieven voor exclusief nachtverbruik.

Voorgaande analyse werd uitgevoerd op een dataset van verbruiksgegevens voor bijna 10.000 verbruikers, opgemeten in het pilootproject voor slimme meters, een project dat liep in 2016 – 2018. Deze dataset bevat gedetailleerde informatie over het type meter, evenals kwartierwaarden van afname en injectie. De bekomen resultaten kunnen nu gevalideerd worden op basis van de dataset van geïnstalleerde digitale meters in Vlaanderen, door de combinatie van de estimated annual volumes voor het jaarverbruik, samen met de inschatting van de gemiddelde maandpiek. De resultaten moeten vanwege deze schattingen met de nodige voorzichtigheid geïnterpreteerd worden, maar kunnen gebruikt worden om de voorgaande bevindingen te onderschrijven.

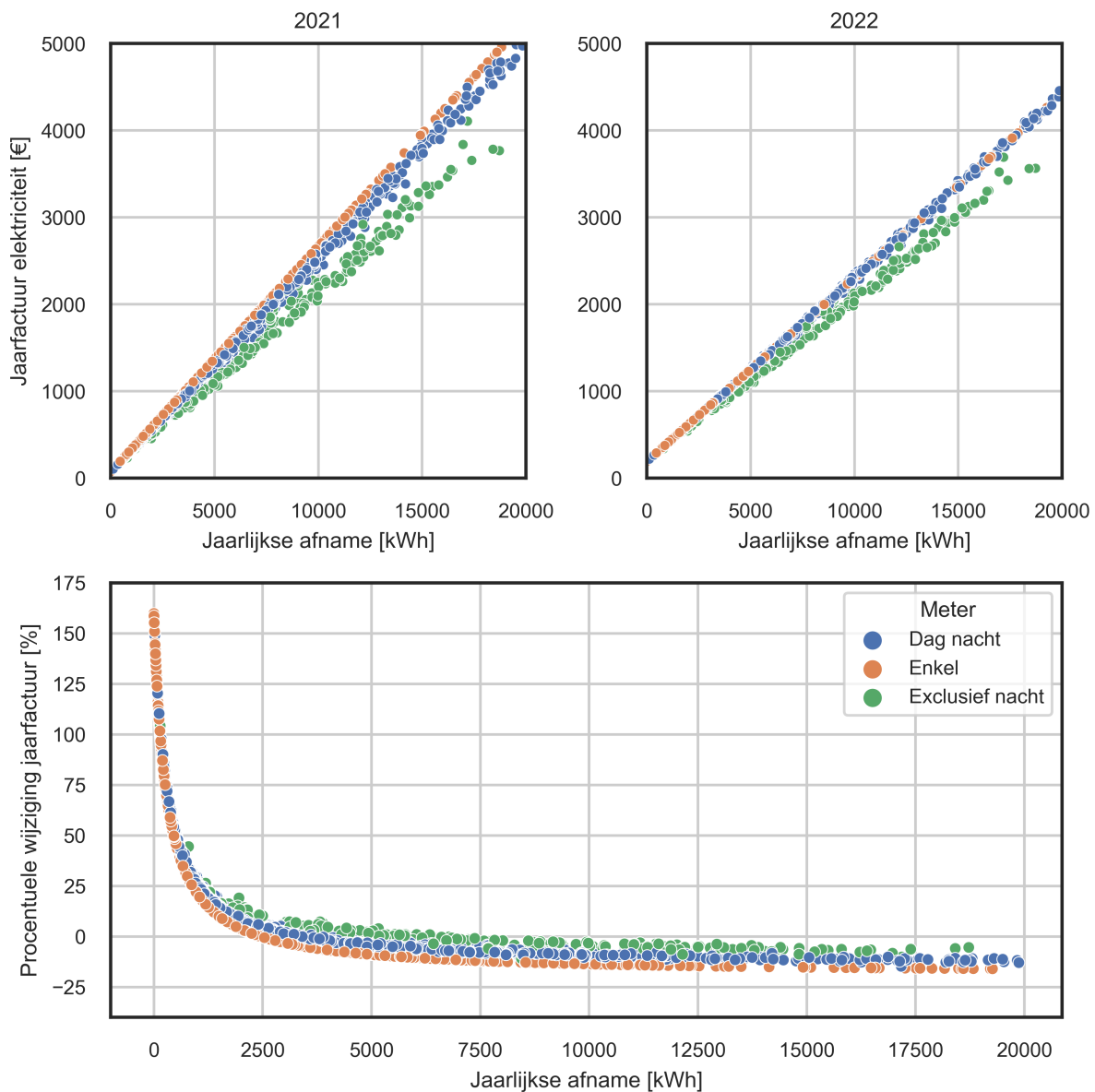
De procentuele wijziging in de jaarfactuur gevalideerd voor de geschatte gegevens van 245.201 digitale meters van verbruikers zonder een PV-installatie is gegeven in een densiteitsplot in Figuur 3.9, waar een diepere kleur een grote concentratie aan verbruikers voorstelt. Dezelfde trends als in Figuur 3.4 komen wederom naar voor: zeer kleine tot kleine verbruikers kennen een zeer grote stijging in hun jaarfactuur door de bijkomende vaste kosten, terwijl grotere verbruikers gemiddeld gezien hun jaarfactuur zullen zien dalen. Dit bevestigt de validiteit van de algemene conclusies die eerder in deze sectie gepresenteerd werden.



Figuur 3.9: Wijziging totale jaarfactuur bij de overgang van 2021 naar 2022 voor alle verbruikers met een digitale meter, uitgewerkt met gemiddelde nettarieven en op basis van geschatte afnames (EAVs) met de geëxtrapoleerde gemiddelde maandpiek.

3.1.2 Laagspanningsklanten zonder piekmeting (klassieke meter)

Analoge analyses zoals in Sectie 3.1.1 kunnen vervolgens uitgevoerd worden voor dezelfde verbruikers op het laagspanningsnet, maar deze keer uitgerust met een klassieke meter. Figuur 3.10 geeft het globale overzicht voor de jaarfacturen in 2021 en 2022, evenals de procentuele wijziging door de verandering van tariefstructuur. De introductie van de forfaitaire bijdrage equivalent aan 2.5 kW gemiddelde maandpiek voor verbruikers met een klassieke meter veroorzaakt ook hier dezelfde significante stijging tot 160% voor zeer kleine verbruikers, analoog aan de observaties in Figuur 3.4 voor de digitale meter. Gezien de kWh-afname de enige tariefdrager blijft voor afnemers met een klassieke meter bovenop de vaste kosten, blijft de jaarfactuur in 2022 lineair afhankelijk van de jaarlijkse afname.



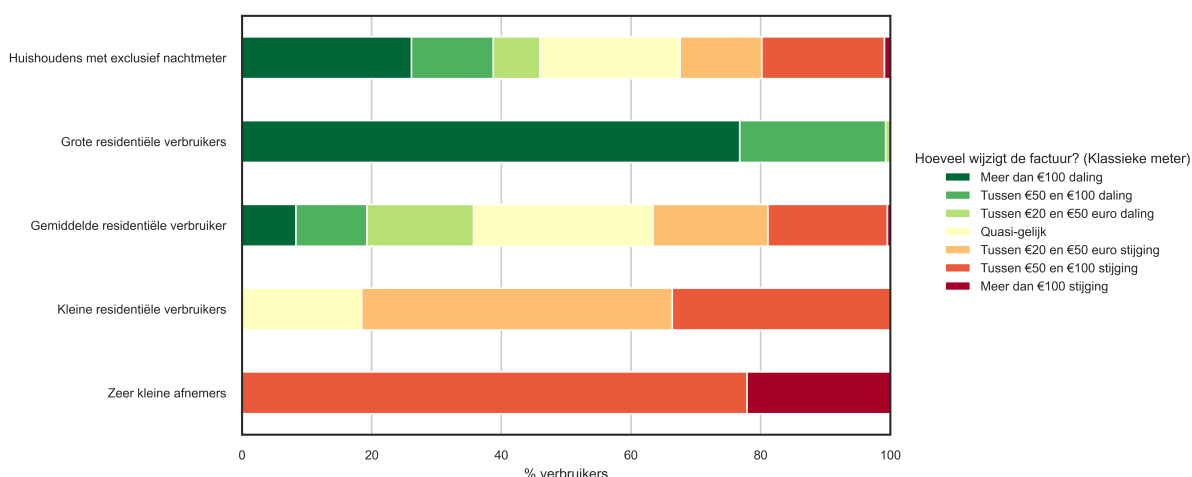
Figuur 3.10: Jaarfacturen elektriciteit inclusief btw in 2021 (boven links) en 2022 (boven rechts), en de wijziging in de jaarfactuur (onder) bij de overgang van 2021 naar 2022 indien de verbruikers een klassieke meter hebben, uitgewerkt met gemiddelde nettarieven.

Het is duidelijk uit Figuur 3.10 dat verbruikers uitgerust met een klassieke meter en met een hoge afname van het net hun jaarfactuur altijd zullen zien dalen in 2022 vanwege de lagere kWh-kost binnen de distributienettarieven. Een dalende jaarfactuur gebeurt immers pas indien verbruikers de bijkomende nieuwe forfaitaire netkost kunnen compenseren door een voldoende hoge kWh-afname die goedkoper wordt.

Dit is ook zichtbaar in Figuur 3.11, waar de verdeling uitgezet is voor welk percentage van de verbruikers binnen dezelfde Eurostat verbruikerscategorie hun factuur ziet stijgen of dalen. Verbruikers uit categorie **Dd** zien hun factuur altijd dalen door hun hogere jaarafname. Dit zijn de verbruikers met een afname ≥ 5500 kWh/jaar en een tweevoudige meter.

Categorie **De**, verbruikers op exclusief nachttarief, ziet in het geval van een klassieke meter hun jaarfactuur vaak dalen in 2022, dit in tegenstelling tot de situatie met een digitale meter. Huishoudens met een exclusief nachtmeter die hun factuur zien stijgen, zijn die huishoudens met een lagere jaarafname van het net. Dit zijn typisch gezien de eerder kleine huishoudens die op accumulatieverwarming verwarmen, en een jaarafname voor hun volledig huishouden van 4000 – 5000 kWh hebben gezien andere energienoden typisch gezien vervuld worden via gas.

Het zijn ook in het geval van de klassieke meter de zeer kleine en kleine verbruikers die hun jaarfactuur significant zullen zien stijgen door de toename van de vaste netkosten. In tegenstelling tot de digitale meter wordt voor de klassieke meter geen maximumtarief voorzien. Dit weerspiegelt zich ook in de vergelijking tussen Figuren 3.11 en 3.8, voornamelijk bij de categorie **Db**, de kleine verbruikers. Een grotere groep van de kleine verbruikers ziet hun factuur stijgen met een klassieke meter, waar zowel het hogere kWh-tarief bij de klassieke meter, als de afwezigheid van een maximumtarief voor de nettarieven toe bijdragen. Een grondige vergelijking tussen de klassieke en de digitale meter vormt het onderwerp van de volgende sectie, Sectie 3.1.3.



Figuur 3.11: Absolute wijziging van de jaarfactuur, opgesplitst in de relatieve bijdrage per Eurostat verbruikerscategorie, indien de verbruikers een klassieke meter hebben.

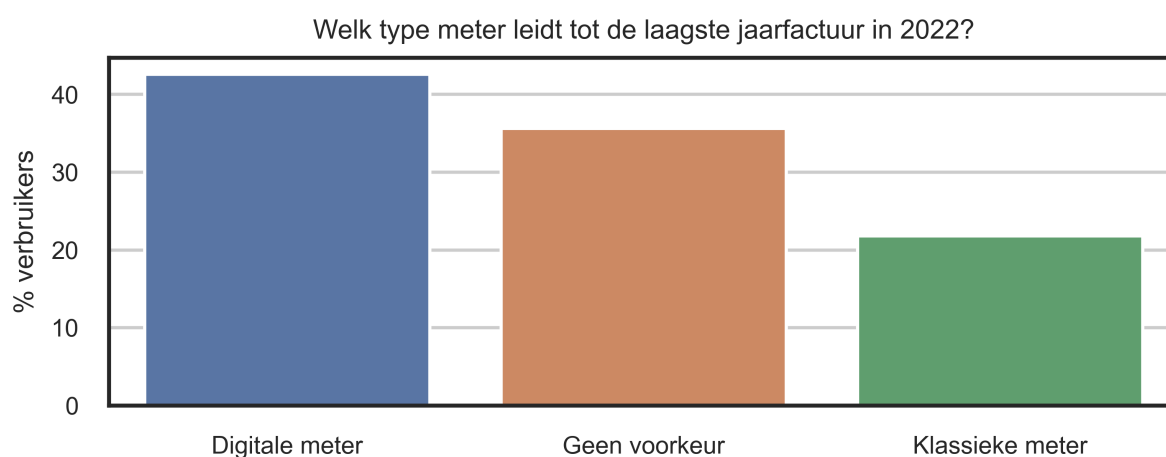
3.1.3 Vergelijking digitale en klassieke meter

De voorgaande twee secties presenteerden op zichzelf staande analyses omtrent de impact van de nieuwe tariefstructuur op verbruikers met respectievelijk een digitale dan wel een klassieke meter. De vraag rijst echter in het kader van de uitrol van de digitale meter voor welk type verbruiker welke meter typisch gezien leidt tot de laagste jaarfactuur, en waarom eventuele verschillen optreden. De analyses in deze sectie formuleren een antwoord en verklaring op deze vragen.

Analoog aan de besprekingen omtrent stijgende of dalende jaarfactuur in de voorgaande secties is het noodzakelijk om wederom een bijkomende categorie in te voeren, namelijk deze verbruikers die geen voorkeur hebben over welk type meter ze hebben in 2022 omdat het verschil in jaarfactuur klein is. Een verschil van $\pm\text{€}20$ tussen de jaarfacturen van de digitale en de klassieke meter wordt beschouwd als een situatie waar de verbruiker geen voorkeur heeft voor één van beide types, vergelijkbaar met vorige secties.

Op basis van de simulaties voor de jaarfacturen in 2021 tegenover 2022 werd Figuur 3.12 bekomen, die beantwoordt welke meter tot de laagste jaarfactuur leidt in 2022. Voor 42.6% van de beschouwde verbruikers is dit de digitale meter, tegenover 21.8% van de verbruikers bij wie de klassieke meter de voorkeur draagt. Bij 35.6% van de verbruikers ligt het verschil tussen de jaarfactuur met digitale of klassieke meter lager dan $\text{€}20$.

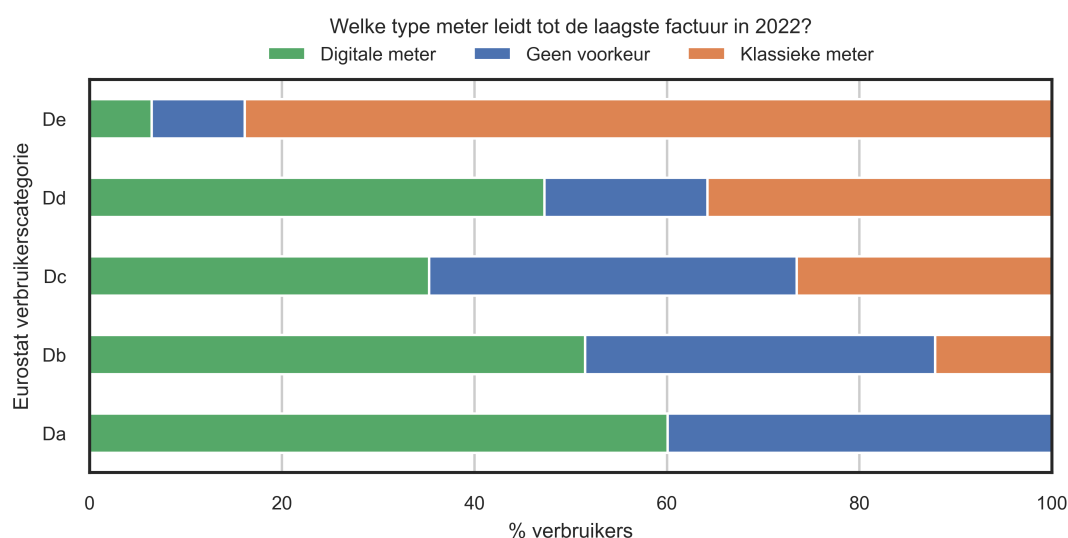
Figuur 3.12 geeft een globaal overzicht op het niveau van de volledige beschouwd populatie in de dataset. Zoals echter reeds geïllustreerd werd in Figuren 3.8 en 3.11 is er een verband tussen het type verbruiker binnen de Eurostat classificatie en wat de wijzigende tariefstructuur betekent voor hen in 2022, afhankelijk van het type meetinstallatie. Bijgevolg is het ook logisch om hier wederom de onderverdeling per type verbruiker volgens de Eurostat classificatie te gaan beschouwen.



Figuur 3.12: Percentage van de verbruikers wiens jaarfactuur het laagste is in 2022 met een digitale meter of met een klassieke meter.

Deze globale cijfers uit Figuur 3.12 werden opgesplitst per Eurostat verbruikscategorie, en zijn gegeven in Figuur 3.13. De interpretatie van deze figuur vormt een synthese van de conclusies uit voorgaande twee secties. Verbruikers met een accumulatieverwarming (categorie **De**) op exclusief nachtverbruik verkiezen sterk de klassieke meter. De accumulatieverwarming leidt tot een zeer hoge gemiddelde maandpiek zoals te zien in Figuur 3.6, wat voor de digitale meter leidt tot een kW-bijdrage die niet opweegt tegenover de lagere kWh-tarieven. Analooq verkiezen zeer kleine en kleine verbruikers (categorie **Da** en **Db**) de digitale meter, of hebben ze geen voorkeur. In beide gevallen moet dezelfde minimumbijdrage betaald worden voor de netkosten, namelijk de bijdrage equivalent aan de kost van 2.5 kW gemiddelde maandpiek, onafhankelijk van het type meter. De lagere kWh-tarieven gecombineerd met het voorzien van een maximumtarief voor de digitale meter, zorgt dat het merendeel van deze verbruikers de digitale meter verkiest of tenminste geen voorkeur heeft.

De categorieën **Dc** en **Dd** zijn minder eenduidig. Beide groepen vertonen gelijkaardig gedrag in Figuren 3.8 en 3.11. Groep **Dd** ervaart in beide gevallen voornamelijk een daling van de jaarfactuur. De voornaamste determinant van de grootte van deze daling zal de hoogte van de gemiddelde maandpiek zijn. Is deze hoog, dan zal de verbruiker de voorkeur hebben voor een klassieke meter ondanks de iets hogere kWh-nettarieven. Het is echter wel zo dat dit een statische analyse betreft bij ongewijzigd gedrag. De klanten in groep **Dd** hebben zelf een tweevoudige meter aangevraagd, waardoor zij typisch gezien meer in staat zijn om verbruik te verschuiven in de tijd. In realiteit kunnen bewuste verbruikers in deze groep hun verbruiksgedrag aanpassen, en zal de digitale meter voor meer verbruikers dan hier weergegeven leiden tot een lagere jaarfactuur. Een analoge conclusie kan bereikt worden voor groep **Dc**, de groepen verbruikers met een voorkeur voor de klassieke meter zijn deze met een lagere jaarafname en een hogere gemiddelde maandpiek, waardoor ze (i) minder genieten van de lagere kWh-tarieven bij de digitale meter, en (ii) een hoger capaciteitstarief betalen.



Figuur 3.13: Percentage van de verbruikers binnen hun Eurostat verbruikerscategorie wiens jaarfactuur het laagste is in 2022 met een digitale meter of met een klassieke meter.

3.2 Specifieke verbruikerscategorieën

De analyses in Sectie 3.1 waren gebaseerd op een classificatie van verbruikers op het laagspanningsnet op basis van hun jaarlijks verbruik. Dit vertelt echter weinig over het type huishouden of welk gedrag er schuilt achter deze jaarlijkse afnames. Eén van de conclusies uit de voorgaande secties was dat de jaarfactuur van zeer kleine en kleine verbruikers significant zou toenemen, evenwel zonder de mogelijkheid om hier dieper op in te gaan of te identificeren welke eigenschappen van verbruikers hiermee gecorreleerd waren.

Deze sectie gaat dieper in op speciale verbruikscategorieën om meer inzicht te krijgen in hun gedrag, waarna de link gelegd kan worden naar het typisch jaarlijks verbruik van deze verbruikersgroepen en de analyses uit Sectie 3.1. Wegens de aard van de analyses en het gebrek aan gedetailleerde verbruiksprofielen die op een unieke wijze gekoppeld kunnen worden aan elk beschouwd type speciale verbruiker, zijn de bevindingen in deze sectie eerder beschrijvend van aard. Deze beschrijvende analyses worden waar mogelijk aangevuld met voorbeelden uit de datasets.

Sectie 3.2.1 behandelt de beschermde klanten die recht hebben op het sociaal tarief. De nieuwe tariefstructuur is immers niet van toepassing voor klanten op het sociaal tarief, zij blijven ook na de invoering van de nieuwe tariefstructuur genieten van het sociaal tarief. Zeer kleine of kleine verbruikers die onder de categorie van beschermde klanten vallen, zullen dus niet de stijging van de jaarfactuur ervaren die voorspeld werd in Sectie 3.1. Verder is er ook aandacht in deze sectie voor kwetsbare huishoudens en de verschillende types van energiearmoede en bevolkingsgroepen die een hogere kans hebben om in een vorm van energiearmoede te verkeren.

Huishoudens met zonnepanelen worden afzonderlijk behandeld in Sectie 3.2.2. De impact van de nieuwe tariefstructuur op de competitiviteit van zonnepanelen wordt in kaart gebracht, zowel voor huishoudens met een klassieke (terugdraaiende) teller als een digitale meter.

Sectie 3.2.3 beschrijft de impact van de wijzigende tariefstructuur voor verbruikers met een elektrische verwarming. Alhoewel deze groep verbruikers reeds tangenteel behandeld werd in diverse analyses in Sectie 3.1, bundelt dit gedeelte de resultaten op een coherente wijze. Hierbij wordt zowel verwarmen op accumulatieverwarming op exclusief nachttarief, als reguliere weersstandsverwarming op dag/nachttarief besproken.

Vervolgens worden tweedeverblijvers behandeld in Sectie 3.2.4. Dit is een groep verbruikers die geen recht hebben op een sociaal tarief, maar waar wel van verwacht kan worden dat hun jaarfactuur zal stijgen, gelet op de lage bezetting doorheen het jaar. Daarna worden gemeenschappelijke delen van appartementsgebouwen behandeld in Sectie 3.2.5. Dit zijn typisch gezien ook aparte tellers met een laag verbruik. Finaal worden kotstudenten als een aparte categorie behandeld in Sectie 3.2.6.

3.2.1 Beschermden klanten

Beschermden afnemers of beschermden klanten zijn afnemers die recht hebben op het sociaal tarief voor elektriciteit en gas. Deze groepen worden voor Vlaanderen als volgt gedefinieerd:³

- **Categorie 1:** u (of een persoon die bij u gedomicilieerd is) ontvangt een van de volgende tegemoetkomingen van het Openbaar Centrum van Maatschappelijk Welzijn (OCMW):
 - een leefloon;
 - een financiële maatschappelijke dienstverlening gelijkwaardig aan het leefloon;
 - een maatschappelijke steun van het OCMW die geheel of gedeeltelijk wordt terugbetaald door de federale staat;
 - een voorschot op een inkomensgarantie voor ouderen (IGO) of een tegemoetkoming voor gehandicapten.
- **Categorie 2A:** u (of een persoon die bij u gedomicilieerd is) ontvangt een van de volgende tegemoetkomingen van de FOD Sociale Zekerheid Directie Personen met een Handicap (FOD SZ DGPH):
 - een tegemoetkoming als persoon met een handicap op basis van een blijvende arbeidsongeschiktheid van 65 %;
 - een inkomensvervangende tegemoetkoming;
 - een integratietegemoetkoming;
 - een tegemoetkoming voor hulp van derden.
- **Categorie 2B:** u (of een persoon die bij u gedomicilieerd is) ontvangt de volgende tegemoetkoming via de Zorgkas waarbij de rechthebbende aangesloten is: een zorgbudget voor ouderen met een zorgnood (vroeger: een tegemoetkoming voor hulp aan bejaarden).
- **Categorie 2C:** u (of een persoon die bij u gedomicilieerd is) ontvangt volgende tegemoetkoming via Opgroeien, team Zorgtoeslagevaluatie: een zorgtoeslag voor kinderen met een specifieke ondersteuningsbehoefte met een minimale score van 4 punten in pijler 1 van de medisch-sociale schaal. (vroeger: verhoogde kinderbijslag).
- **Categorie 3:** u (of een persoon die bij u gedomicilieerd is) ontvangt een van de volgende tegemoetkomingen van de Federale Pensioendienst (FPD):
 - een inkomensgarantie voor ouderen (IGO);
 - een tegemoetkoming voor hulp aan bejaarden;
 - een tegemoetkoming als persoon met een handicap op basis van een blijvende arbeidsongeschiktheid van 65 % (een aanvullende tegemoetkoming of een tegemoetkoming ter aanvulling van het gewaarborgd inkomen);
 - een tegemoetkoming voor hulp van derden.
- **Categorie 4:** u bent huurder van een sociaal appartement waarvan de verwarming op aardgas afhangt van een collectieve installatie, in een gebouw dat verhuurd wordt door:
 - een sociale huisvestingsmaatschappij;
 - de gewestelijke huisvestingsmaatschappij;
 - sociale verhuurkantoren erkend door de gewestelijke regering (het Vlaamse Woningfonds), of het OCMW.

³Vlaams Energie- en Klimaatagentschap, “Wie heeft recht op het sociaal tarief?”

Van 1 februari 2021 tot 31 december 2021 werd het recht op sociaal tarief tijdelijk uitgebreid tot gezinnen die recht hebben op een verhoogde tegemoetkoming en een contract hebben afgesloten als residentiële afnemer van elektriciteit/aardgas. Dit werd tijdelijk gekend als categorie 5. Verder is het zo dat tweede verblijfplaatsen (andere adressen dan uw domicilieadres), gemeenschappelijke delen van appartementsgebouwen, professionele klanten (bedrijven, organisaties, etc.), en occasionele klanten of tijdelijke aansluitingen geen recht hebben op het sociaal tarief.

Het sociaal tarief is een totaalprijs per kWh, bepaald door de CREG als federale regulator. Dit tarief bevat immers zowel de energiekost als nettarieven, en werd in leven geroepen om de meest kwetsbare energieconsumenten te beschermen en te verzekeren van aardgas en elektriciteit. Het sociaal tarief is hetzelfde over België, ongeacht de energieleverancier of netbeheerder.

Tabel 3.5 geeft een overzicht van hoeveel gezinnen op federaal niveau recht hebben op het sociaal tarief.⁴ De cijfers in de tabel moeten geïnterpreteerd worden als een momentopname. Het eerste kwartaal van 2020 werd mee opgenomen om de stijging van het aantal gezinnen te duiden die recht heeft op het sociaal tarief door de uitbreiding tot Categorie 5. In april 2021 waren dit 229.711 Vlaamse huishoudens (8.41%). Momenteel hebben door de uitbreiding in België 18.1% van de gezinnen recht op een sociaal tarief. Om dit op Vlaams niveau te bekijken, wordt beroep gedaan op cijfers van de VREG, die stelt dat momenteel 15% van alle Vlaamse gezinnen recht heeft op een sociaal tarief. Met het oog op de introductie van het capaciteitstarief is dit een niet te verwaarlozen groep, gezien deze groep geen wijzigende tariefstructuur zal kennen.

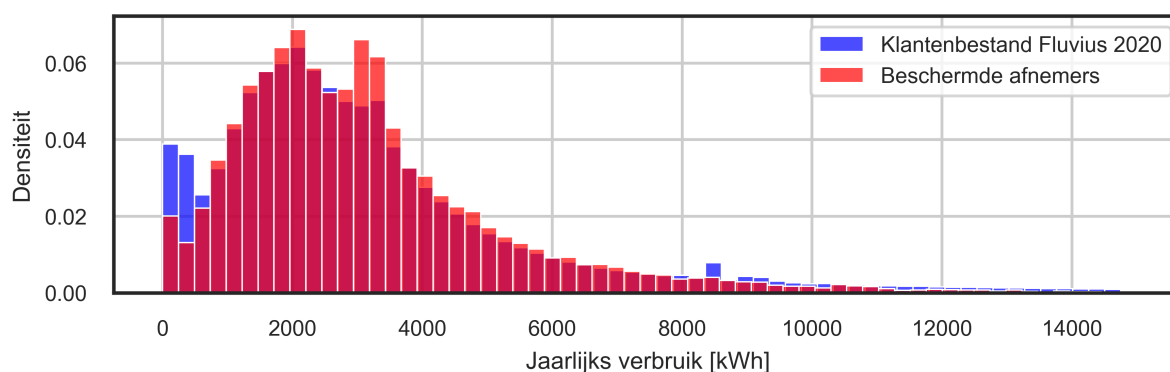
De dataset van 375.467 residentiële digitale meters bevat informatie over de beschermde status van de afnemer. In totaal bevat de dataset informatie over 19.380 beschermde afnemers met een digitale meter. Gezien de metadata van de beschouwde huishoudelijke klanten geregistreerd werd op 31 december 2020, zijn dit huishoudens uit Categorie 1 t.e.m. 4 die recht hebben op een sociaal tarief, dus zonder de tijdelijke uitbreiding.

Figuur 3.14 visualiseert de jaarlijkse verbruiken van de huishoudens die recht hebben op het sociaal tarief als beschermde klant. Daarnaast worden de jaarverbruiken gevisualiseerd van de subset van die beschermde afnemers die een sociale leverancier hebben. Beschermde klanten zijn proportioneel verdeeld over het klantenbestand van Fluvius. Enkel bij de zeer lage verbruiksbanden komen significant minder beschermde klanten voor dan verwacht uit het klantenbestand.

Tabel 3.5: Evolutie van het totale aantal gezinnen (op federaal niveau) en van gezinnen die recht hebben op het sociaal tarief (CREG en FOD Economie, cijfers 10 november 2021).

Periode	Totaal aantal gezinnen	Recht op sociaal tarief	Procentueel
Q1 2020	4.977.049	424.943	8.5%
Q3 2021	5.034.202	908.937	18.1%

⁴CREG, “Derde monitoringverslag over de uitbreiding van de toepassing van de sociale tarieven elektriciteit en aardgas naar de rechthebbenden van de verhoogde tegemoetkoming.”



Figuur 3.14: Genormaliseerde distributies van de EAV jaarverbruiken van beschermde klanten in de dataset van digitale meters, vergeleken met het klantenbestand van Fluvius op laagspanning voor 2020.

Zeer kleine en kleine verbruikers zijn dus niet, in tegenstelling tot wat misschien initieel verwacht werd, oververtegenwoordigd bij de beschermde klanten die recht hebben op het sociaal tarief. Kwetsbare gezinnen die op andere manieren moeten inbinden als ze geen recht hebben op een sociaal tarief komen hier niet in naar voor.

De analyses in dit hoofdstuk zijn gebaseerd op datasets die, alhoewel informatief en toereikend voor de gemaakte analyses, weinig tot geen informatie bevatten over de sociaal-economische achtergrond van de verbruikers en gezinnen die achter de verbruiksdata schuilgaan. We wensen echter alsnog bij deze sectie rond de beschermde afnemers en kwetsbare verbruikers enkele statistieken te vermelden om een completer beeld te leveren, met de randbemerking dat de statistieken hieronder gebaseerd zijn op andere onderzoeken.

We baseren ons op het jaarlijkse onderzoeksrapport “*Barometers energie- en waterarmoede*”, geschreven door het Platform tegen Energiearmoede in samenwerking met de Koning Boudewijnstichting.⁵ In deze barometer Energiearmoede worden drie indicatoren opgesteld op basis van gevoerd onderzoek:

- **Gemeten energiearmoede:** gezinnen besteden in verhouding tot hun beschikbaar inkomen een te groot deel aan de energiefactuur;
- **Verborgen energiearmoede:** gezinnen verbruiken (allicht) te weinig energie om hun basisbehoeften te dekken;
- **Subjectieve energiearmoede:** gezinnen verklaren niet voldoende middelen te zullen hebben om hun woning voldoende te verwarmen.

De meest recente versie van de barometer Energiearmoede bevat volgende cijfers over energiearmoede: (i) 11% van de huishoudens in Vlaanderen werd in 2019 getroffen door gemeten armoede, (ii) ongeveer 3.5% van de huishoudens in Vlaanderen vertoont een abnormaal lage energiefactuur in vergelijking met vergelijkbare huishoudens, en (iii) 1.5% van de huishoudens werd getroffen door subjectieve energiearmoede.

⁵Meyer, S. & Coene, J. (2021). Barometer energiearmoede (2009-2019). Koning Boudewijnstichting.

Deze procentuele cijfers kunnen omgezet worden naar concrete gevallen, met als randbemerking dat energiereLATED uitgaven zowel elektriciteit als gas omvatten. Het rapport vermeldt dat huishoudens in gemeten armoede gemiddeld maandelijks € 55.4 meer uitgaven aan hun energiefactuur dan de waarde die als ‘normaal’ wordt beschouwd in verhouding tot hun besteedbaar inkomen. Slecht geïsoleerde woningen of een gebrek aan monetaire middelen om te investeren in energie-efficiënte apparaten kunnen hier aan de basis liggen. Het zijn hier ook de laagste inkomens die procentueel gezien meer van hun maandelijks beschikbaar inkomen moeten spenderen aan energie-gerelateerde kosten dan gezinnen met hogere inkomens.

De 3.5% van de huishoudens die een abnormaal lage energiefactuur vertonen in vergelijking met vergelijkbare huishoudens kunnen zich potentieel in een situatie van verborgen energiearmoede bevinden. Zij besteedden gemiddeld € 79.8 per maand minder aan hun energiefacturen dan wat als referentie beschouwd wordt in verhouding tot hun beschikbaar inkomen. Het gaat hier om het bewust beperken van o.a. verwarming en ander elektrisch verbruik vanwege de kost die hiermee geassocieerd wordt waardoor de basisbehoeften niet gedekt worden.

Het rapport vermeldt daarbij enkele groepen die meer getroffen worden door de verschillende vormen van energiearmoede: alleenstaanden en eenoudergezinnen. Bijna 60.7% van de huishoudens in energiearmoede zijn alleenstaanden ondanks het feit dat ze maar iets meer dan een derde van de huishoudens in België vertegenwoordigen, terwijl eenoudergezinnen bijna 10% van de huishoudens in energiearmoede uitmaken. Verder zijn ook ouderen kwetsbaarder voor energiearmoede. Tabel 3.6 geeft een overzicht per leeftijdsgroep.

Gelet op het gebrek aan socio-economische parameters in de beschouwde datasets is het onmogelijk om directe vergelijkingen te maken met de analyses in voorgaande secties. Er kunnen echter wel onderbouwde assumpties gemaakt worden indien deze huishoudens niet onder het sociaal tarief vallen. Indien huishoudens zich in verborgen energiearmoede bevinden en bewust hun energieverbruik beperken, dan zal de vaste bijdrage aan de netkosten in de nieuwe tariefstructuur deze groep disproportioneel treffen. Huishoudens in gemeten energiearmoede die proportioneel gezien meer besteden aan energie dan wat als ‘normaal’ gezien wordt, kunnen potentieel wel hun elektriciteitsfactuur zien dalen. De dalende kWh-kost gecombineerd met een vaste bijdrage voor de klassieke meters betekent dat de operationele kosten van energieverblindende elektrische toestellen goedkoper worden, zoals elektrisch verwarmen in een slecht geïsoleerde woning.

Tabel 3.6: Percentage personen in energiearmoede (alle vormen) per leeftijdscategorie, uit “*Barometers energie- en waterarmoede*”.

Leeftijdscategorie	%
0–17 jaar	11.8%
18–49 jaar	12.1%
50–64 jaar	15.0%
65 jaar en ouder	25.6%
Totale bevolking	15.1%

3.2.2 Huishoudens met zonnepanelen

Huishoudens met zonnepanelen worden in de tariefmethodologie ingedeeld in twee verschillende klantengroepen: reguliere distributienetgebruikers aangesloten op het laagspanningsnet als ze bemeterd worden d.m.v. een digitale meter, en prosumenten met terugdraaiende teller, bemeterd via de klassieke Ferrarismeter.

Huishoudens uitgerust met een PV-installatie en een digitale meter worden in hun nettarieven gefactureerd op basis van hun werkelijke afname van het net. Daartegenover worden huishoudens met een PV-installatie die bemeten zijn met een klassieke meter noodgedwongen gefactureerd op basis van hun netto afname op jaarbasis. De enige manier om hun injectie in rekening te brengen, is immers enkel het fysisch terugdraaien van de teller. Om deze groep prosumenten met een terugdraaiende teller alsnog op een evenredige manier aan de netkosten te laten bijdragen, werd een aanvullend capaciteitstarief geïntroduceerd, het zogenoemde ‘prosumementarief’. De tariefdrager van dit prosumementarief, dat enkel maar betaald wordt door prosumenten met een terugdraaiende teller, is het omvormervermogen van de zonnepaneelinstallatie, uitgedrukt in €/kVA geïnstalleerd.

3.2.2.1 Prosumenten met een terugdraaiende teller

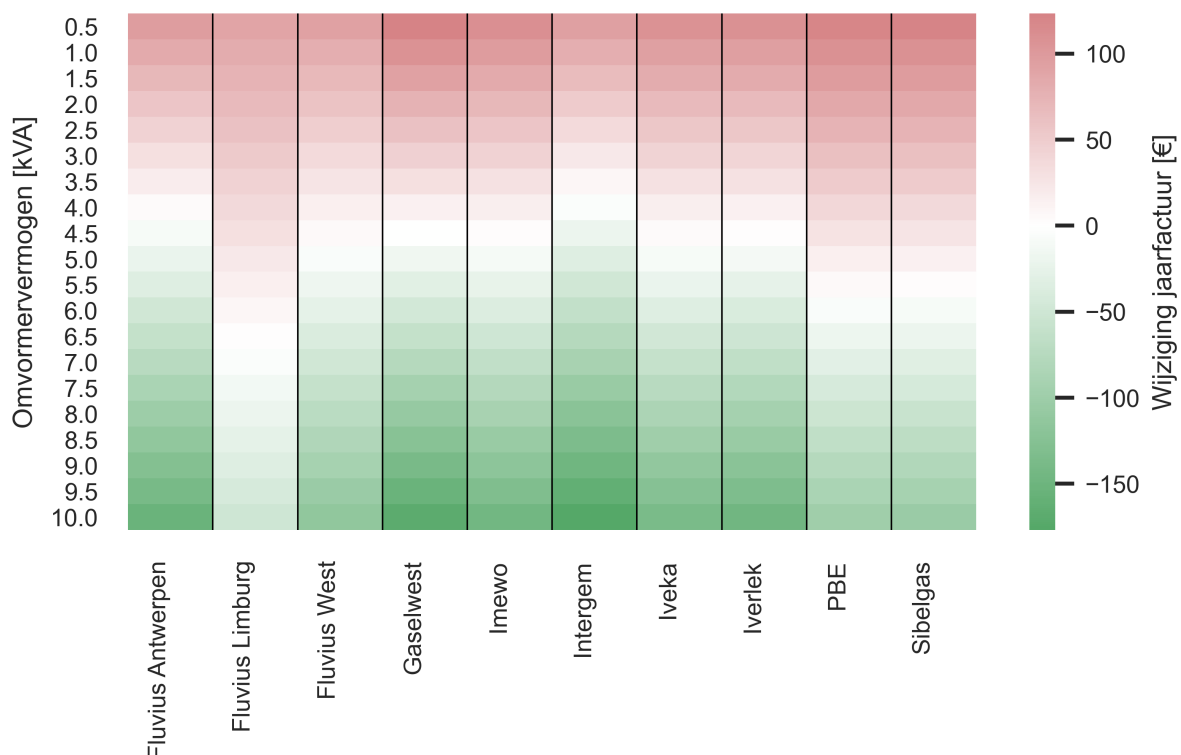
Behalve de dalende kWh-tarieven in de nettarieven is de verandering voor prosumenten met een terugdraaiende teller in de nieuwe tariefmethodologie tweeledig. In de nieuwe tariefmethodologie 2022 – 2024 dienen prosumenten met een terugdraaiende teller eveneens de vaste netkost equivalent met 2.5 kW te betalen. Gezien er lagere kWh-tarieven gelden, verlaagt ook het prosumementarief per kVA omvormervermogen. De prosumementarieven voor 2022 t.o.v. 2021 samen met de vaste component in de netkosten equivalent aan 2.5 kW gemiddelde maandpiek zijn gegeven in Tabel 3.7 per distributienetbeheerder. De dalingen van het prosumementarief gaan van €14/kVA (Fluvius Limburg) tot €31/kVA (Gaselwest).

Tabel 3.7: Prosumementarief en vaste component netkosten in 2021 en 2022, opgesplitst per distributienetbeheerder.

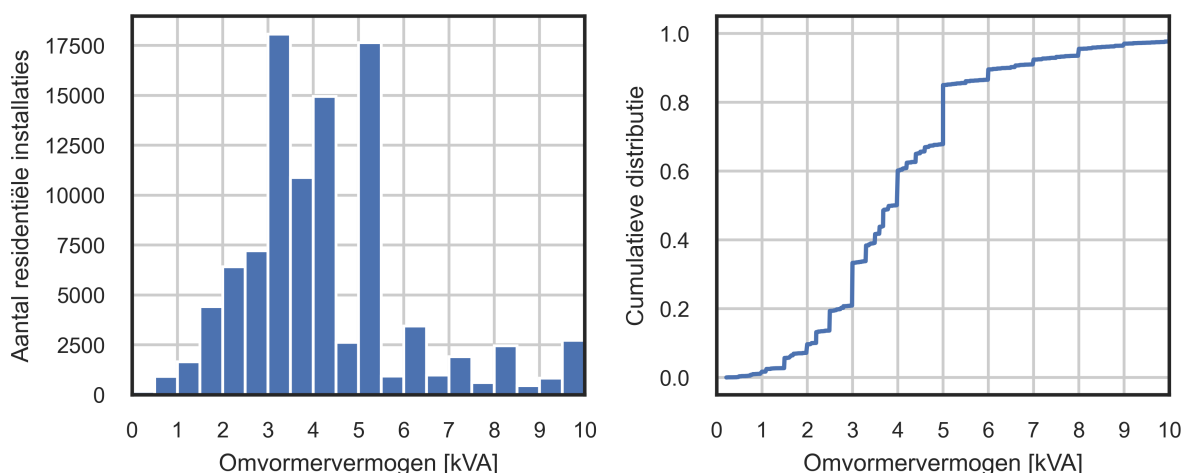
	Prosumementarief [€/kVA]		Vaste component netkosten [€/jaar]	
DNB	2021	2022	2021	2022
Fluvius Antwerpen	79.28	52.877	0	110.304
Fluvius Limburg	72.25	57.632	0	96.606
Fluvius West	76.04	54.365	0	102.608
Gaselwest	112.42	81.578	0	138.727
Imewo	90.45	63.428	0	124.872
Intergem	86.25	57.681	0	108.682
Iveka	98.99	73.120	0	120.903
Iverlek	91.84	64.856	0	123.081
PBE	83.21	60.040	0	132.398
Sibelgas	95.58	71.838	0	133.729

Verschillende factoren beïnvloeden de opbrengst van een PV-installatie: het aantal kWp aan panelen dat er ligt, het omvormervermogen, evenals de oriëntatie en de helling van de installatie. In de komende analyses wordt gewerkt op basis de vuistregels die binnen de industrie gehanteerd werden voor het economisch optimum voor prosumenten met een terugdraaiende teller: een PV-installatie die zuidelijk gericht is onder een hoek van 35° , waarvan de jaaropbrengst gelijk is aan het jaarverbruik van de woning. De PV-installatie wordt bijkomend voorzien van een ondergedimensioneerde omvormer, i.e., een omvormervermogen dat 90% bedraagt van het piekvermogen. Deze onderdimensionering leidt tot een lager prosumementarief met een minimum aan verloren zonneopbrengst. Zo kan bijvoorbeeld een omvormer van 3 kVA geplaatst worden bij een installatie van 3.4 kWp zonnepanelen.

Indien de PV-installatie zo gedimensioneerd is dat de jaaropbrengst gelijk is aan het jaarverbruik, dan registreert een enkelvoudige meter een jaarafname van 0 kWh. De enige resterende kosten in de jaarfactuur zijn de vaste kosten gecombineerd met het prosumementarief. De wijziging van de jaarfactuur is dan afhankelijk van de distributienetbeheerder en het omvormervermogen. De wijziging in de jaarfactuur per distributienetbeheerder is gegeven in Figuur 3.15. Huishoudens met een grotere PV-installatie en een hoger omvormervermogen compenseren met andere woorden door het lagere prosumementarief in 2022 de nieuwe bijdrage aan de netkosten. Huishoudens met een kleinere PV-installatie kunnen de nieuwe bijdrage echter niet compenseren, en zullen een stijging van de jaarfactuur ervaren.



Figuur 3.15: Wijziging jaarfactuur voor prosumenten met een terugdraaiende teller waarvan de PV-installatie volledig de afname compenseert (op een enkelvoudige teller), afhankelijk van de distributienetbeheerder en het omvormervermogen van de PV-installatie.



Figuur 3.16: Omvormervermogens van 99.154 huishoudens met een PV-installatie en een digitale meter, (links) histogram, en (rechts) cumulatieve distributiefunctie.

Om inzicht te krijgen in de typische omvormergroottes bij huishoudens in Vlaanderen, wordt er gebruik gemaakt van de ter beschikking gestelde dataset met metadata van geïnstalleerde digitale meters. Deze dataset bevat de omvormervermogens van 99.154 residentiële verbruikers met een digitale meter, zoals de huishoudens met een PV-installatie die zelf hebben gemeld bij de netbeheerder. Er heerst immers een meldingsplicht voor installaties met zonnepanelen eens die verbonden zijn met het net.

Figuur 3.16 geeft de distributie weer van de omvormervermogens in deze dataset, zowel in een histogram als in een cumulatieve distributiefunctie. De helft van de aangemelde installaties heeft een omvormervermogen minder dan 4 kVA, en 85% heeft een omvormervermogen kleiner dan 6 kVA. Indien de distributie voor de omvormervermogens bij de digitale meter eveneens representatief kan verondersteld worden voor de aanwezige PV-installaties met een terugdraaiende teller, betekent dit o.a. dat de helft van die installaties eveneens een omvormervermogen hebben kleiner dan 4 kVA. Dit is een logisch gevolg van het technisch voorschrift Synergrid C10/11, waar een limiet van 5 kVA opgelegd wordt voor eenfasige installaties.

Uit Figuur 3.15 is het bijgevolg duidelijk dat de groep prosumenten met terugdraaiende teller die een dalende jaarfactuur zal ervaren eerder beperkt is. Pas eens het omvormervermogen hoog genoeg is, compenseert het dalende prosumententarief de nieuwe vaste bijdrage aan de netkosten. Het merendeel van de prosumenten met een terugdraaiende teller zal dus een licht stijgende factuur ervaren. Belangrijk hierbij is wel dat de impact nog steeds plaatsafhankelijk is. Een prosumant met een omvormervermogen van 4.5 kVA bij Fluvius Limburg ziet zijn jaarfactuur stijgen, waar een identieke prosumant bij Gaselwest quasi geen wijziging merkt, of bij Intergem zelfs een licht dalende jaarfactuur zal merken.

De competitiviteit van zonnepanelen wordt niet in deze sectie besproken. Dit komt aan bod bij de impact van het capaciteitstarief op PV-eigenaars met een digitale meter in de volgende sectie.

3.2.2.2 PV-installaties met een digitale meter

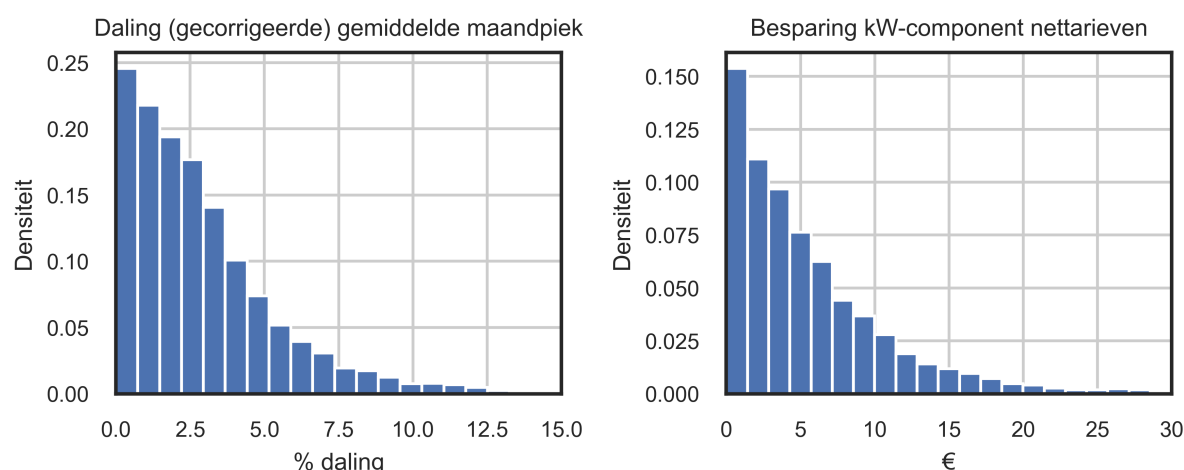
Huishoudens met zonnepanelen met een digitale meter worden gefactureerd op hun werkelijke afname van het net. Dit heeft gedurende de afgelopen tariefmethodologie geleid op een zeer grote nadruk op zelfverbruik van de eigen opgewekte energie, om de kWh-componenten in de elektriciteitsfactuur zoveel mogelijk te reduceren en de investering sneller terug te verdienen. Door de netkosten voornamelijk kW-gebaseerd te maken in de tariefstructuur van de digitale meter, vermindert de kWh-bijdrage aan de totaalfactuur. Tabel 3.8 geeft deze waarden weer voor de individuele distributienetbeheerders. Gemiddeld gezien word afname van het net (zonder vaste kosten en capaciteitstarief) met een enkelvoudige teller of op dagtarief 7.28 c€/kWh goedkoper in 2022 t.o.v. 2021.

De dalende kWh-tarieven hebben echter ook invloed op de rendabiliteit van zonnepanelen. Beschouw illustratief een gemiddeld gezin met een verbruik van 3.500 kWh met een PV-installatie met een jaaropbrengst van 3.500 kWh. Het gemiddeld zelfverbruik ligt rond de 30%, dus 1.050 kWh zelfverbruik. Dit is 1.050 kWh waarop er geen kWh-tarieven betaald moeten worden, wat in 2021 correspondeert met een besparing van €150 in de nettarieven. In de nieuwe tariefmethodologie vermindert deze besparing op de nettarieven naar €73. Let wel, dit is enkel de besparing in de nettarieven. Er bevindt zich ook een significante besparing binnen de pure energiekost. Deze besparing is onafhankelijk van de wijzigende tariefstructuur.

Zonnepanelen kunnen echter ook in beperkte mate de gemiddelde maandpiek helpen reduceren en zo op het capaciteitstarief inspelen. Denk hierbij aan werkende gezinnen die piekverbruiken in het weekend hebben door het gelijktijdig gebruik van enkele grootverbruikers (wasmachine, afwasmachine, droogkast). Door de gelijktijdigheid van het oorspronkelijk piekverbruik met de PV-opbrengst, kan bijgevolg ook ingespeeld worden op de kW-component van de elektriciteitsfactuur. Het potentieel van deze piekreductie door gelijktijdige productie bij ongewijzigd gedrag is echter beperkt, zoals te zien is in Figuur 3.17 op de volgende pagina.

Tabel 3.8: kWh-component voor enkelvoudige meters en het verbruik op dagtarief, samen met de kW-component (inclusief btw) voor verbruikers met een digitale meter in 2021 en 2022.

	kWh-nettarieven [c€/kWh]		kW-nettarieven [€/kW]	
	2021	2022	2021	2022
DNB				
Fluvius Antwerpen	12.73	5.88	0	44.12
Fluvius Limburg	11.61	6.48	0	38.64
Fluvius West	12.22	6.03	0	41.04
Gaselwest	17.94	9.10	0	55.49
Imewo	14.57	6.89	0	49.95
Intergem	13.85	6.30	0	43.48
Iveka	16.07	8.24	0	48.36
Iverlek	14.75	7.10	0	49.23
PBE	13.33	6.02	0	52.96
Sibelgas	15.32	8.09	0	53.49



Figuur 3.17: Procentuele daling van de gecorrigeerde gemiddelde maandpiek (links) en de dalingen in de kW-component van de nettarieven (rechts), bij ongewijzigd gedrag van de bewoners.

Figuur 3.17 werd bekomen door voor elk individueel huishouden in de dataset de impact van een PV-installatie te simuleren en de oorspronkelijke gecorrigeerde gemiddelde maandpiek te vergelijken met de nieuwe gecorrigeerde gemiddelde maandpiek. Hierbij werd voor het dimensioneren van de installatie van elk huishouden rekening gehouden met de traditionele dimensioneringsregels, i.e., een zuidgerichte installatie met een helling van 35° , waarbij het verbruik van het huishouden op jaarbasis gelijk is aan de opbrengst van de installatie. De rechterfiguur werd bekomen door te rekenen met het gewogen gemiddelde van de kW-nettarieven voor de verschillende distributienetbeheerders zoals gegeven in Tabel 3.8.

De dalende waarde per kWh zelfverbruik wordt dus bij ongewijzigd gedrag niet gecompenseerd door een equivalente daling in de kW-component van de nettarieven. PV-installaties verliezen in de nieuwe tariefstructuur aan competitiviteit vanuit het standpunt van de nettarieven.

Deze dalende competitiviteit van zonnepanelen door de introductie van de nieuwe tariefstructuur is echter reeds gekend, en er werden al flankerende maatregelen genomen voor bestaande installaties die in dienst genomen werden voor 31 december 2020. De retroactieve investeringspremie voor zonnepanelen houdt immers reeds rekening met de wijzigende tariefstructuur en de introductie van het capaciteitstarief.⁶ Deze retroactieve investeringspremie gaat uit van een rendement van 5% op een referentie-installatie over een periode van 15 jaar. Voor nieuwe installaties met indienstname na 1 januari 2021 wordt er eveneens een investeringspremie voorzien. De hoogte van deze premie daalt normaal gezien jaarlijks, om finaal uit te doven tegen 2025.⁷

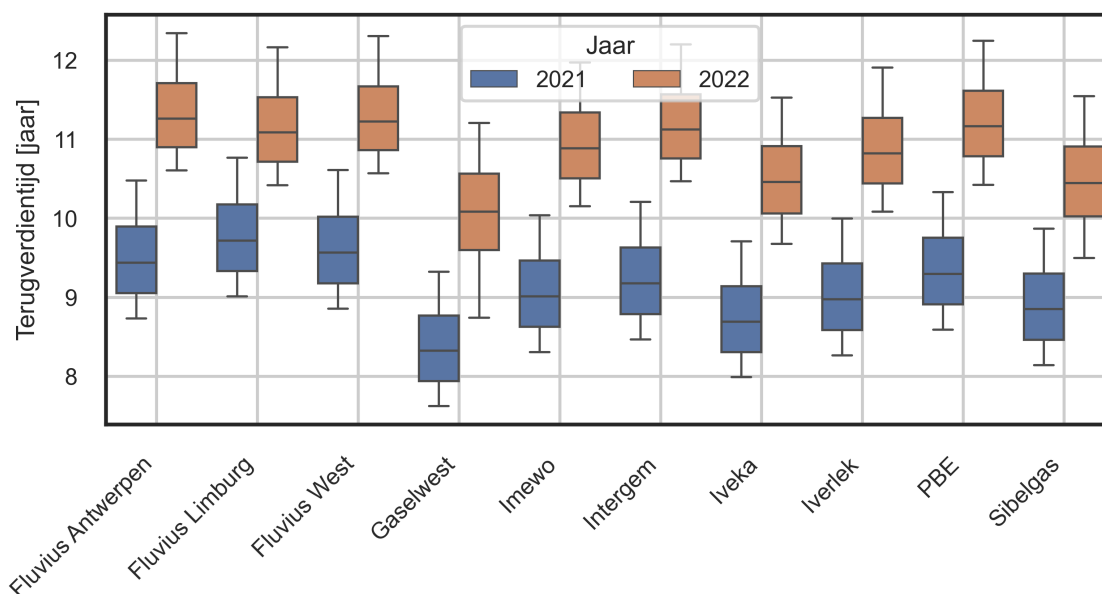
Aangezien er reeds flankerende maatregelen voorzien zijn voor bestaande installaties, beperken we ons in deze sectie louter tot de rendabiliteit van nieuwe installaties onder de nieuwe tariefstructuur.

⁶Vlaams Energie- en Klimaatagentschap, “Met welke parameters wordt de retroactieve investeringspremie berekend?”, bezocht op 17 november 2021.

⁷Er was een daling van de retroactieve investeringspremie voorzien in 2022. Er werd echter door minister Demir beslist de premiehoogte te bevroren voor 2022, en de premie dus niet te laten dalen zoals initieel gepland.

Om de rendabiliteit van zonnepanelen in 2022 onder de nieuwe tariefstructuur te onderzoeken, moeten enkele bijkomende aannames gemaakt worden. De investeringskost inclusief btw voor zonnepanelen wordt geschat op 1261 euro per kWp. Deze aanname is identiek als de aanname die gebruikt wordt op de zonnekaart-applicatie die beschikbaar gesteld wordt door het Vlaams Energie- en Klimaatagentschap.⁸ Verder wordt verondersteld dat 1 kWp zonnepanelen 900 kWh elektriciteit opwekt op jaarbasis (uitgemiddeld over de levensduur van de installatie), conform de gemiddelde belastingsfactor zoals berekend door FEBEG voor zonnepanelen.⁹ Verder wordt de investeringspremie voor zonnepanelen bepaald aan de hand van de premie voor 2021 en 2022. De premie bedraagt 300 €/kWp voor installaties tot maximaal 4 kWp en bijkomend 150 €/kWp van 4kWp tot 6 kWp, wat overeenkomt met maximaal 1.500 euro. De premie wordt begrensd op 40% van de totaalfactuur.¹⁰ Finaal wordt een terugleververgoeding van 6 c€/kWh verondersteld voor de geïnjecteerde energie.

Om een onderscheid te kunnen maken tussen de distributienetbeheerders wordt de terugverdientijd van een traditioneel gedimensioneerde PV-installatie voor alle beschouwde verbruikers onderzocht bij elk van de tien distributienetbeheerders. Dit resultaat wordt gegeven in Figuur 3.18. De terugverdientijd wordt berekend door de investeringskost (min de investeringspremie) te delen door de jaarlijkse besparing volgens de tariefstructuur van het beschouwde jaar. De gemiddelde terugverdientijd van de investering neemt zoals verwacht toe door de lagere kWh-tarieven in de nettatarieven: van 9.2 jaar tot 10.9 jaar. De netbeheersafhankelijkheid van de rendabiliteit van de investering blijft in 2022 nog steeds aanwezig.



Figuur 3.18: Terugverdientijden van PV-installaties met de investeringspremie voor 2021–2022, waarbij de verbruikers met hun PV-installatie bij elk van de distributienetbeheerders geplaatst werden. De whiskers van de boxplot geven de [10, 90] percentielen van de distributie weer.

⁸Vlaams Energie- en Klimaatagentschap, “Hoe berekent de zonnekaart het resultaat voor gezinnen?”, bezocht op 17 november 2020.

⁹FEBEG, Statistieken elektriciteit, load factor.

¹⁰Fluvius, premie voor zonnepanelen.

De analyse over de terugverdientijd van PV-installaties bij huishoudens met een digitale meter zoals gepresenteerd in Figuur 3.18 geeft echter een onvolledig beeld voor de terugverdientijd in de tariefmethodologie 2021–2024, gelet op nakende wijzigingen gedurende deze periode en de aannames in deze studie. Enerzijds is de huidige terugleververgoeding geschat op 6 c€/kWh, anderzijds werd ook de energiekost vast verondersteld. Zoals toegelicht in Sectie 2.1 wordt er gerekend met de energiekost van januari 2021. Echter, de hoge energiekosten sinds midden 2021 zullen eveneens de terugverdientijd positief beïnvloeden. Verder wordt de persoon-aan-persoonverkoop van lokaal opgewekte energie verwacht mogelijk te worden tegen juli 2022, en tegen 2023 wordt verwacht dat huishoudens kunnen mee participeren in (hernieuwbare) energiegemeenschappen.¹¹

Deze evoluties en bijkomende opportuniteiten zullen voor huishoudens die een actieve rol opnemen en de mogelijkheden van hun digitale meter optimaal benutten leiden tot snellere terugverdientijden dan de geschatte 10–11 jaar in Figuur 3.18.

3.2.3 Elektrische verwarming

Er zijn verschillende types elektrische verwarming, en afhankelijk van het type zal er een andere impact zijn van de nieuwe tariefstructuur. De REG-VEA-enquête voor de Energiebalans schatte in 2019 dat 244.706 huishoudens elektrisch verwarmen (exclusief warmtepompen), ongeveer 9% van de huishoudens in Vlaanderen.¹² Het gaat hier zowel over elektrisch verwarmen via een accumulatieverwarming op exclusief nachttarief, maar eveneens over elektrische verwarming niet op exclusief nachttarief. Dit is dan de traditionele elektrische weerstandsverwarming. Warmtepompen worden nog niet beschouwd in dit gedeelte gezien hun beperkte aanwezigheid in huidige woningen. Ze komen wel aan bod in Sectie 4.2.

Verbruikers met een accumulatieverwarming op exclusief nachtverbruik kwamen reeds aan bod in Sectie 3.1 onder de Eurostat-verbruikscategorie **De**, zowel met een digitale als klassieke meter. Figuren 3.8 en 3.11 geven weer of de jaarfactuur stijgt of daalt voor verbruikers op exclusief nachttarief voor respectievelijk de digitale meter en de klassieke meter.

De meerderheid van de verbruikers op exclusief nachttarief ziet hun jaarfactuur dalen in 2022 met de introductie van het capaciteitstarief indien ze een klassieke meter hebben. De dalende kWh-tarieven compenseren met hun grote afname de bijkomende vaste netkosten. Echter, er zijn eveneens verbruikers op exclusief nachttarief met een verbruik van 4.000 – 5.000 kWh op jaarbasis. Deze verbruikers kunnen hun jaarfactuur licht zien stijgen. Indien de groep verbruikers op exclusief nachttarief uitgerust wordt met een digitale meter, zien ze hun jaarfactuur veelal sterk stijgen door de zeer hoge gemiddelde maandpiek wat leidt tot een hoge kW-component in de jaarfactuur, wat reeds weergegeven werd in Figuur 3.6.

¹¹Energiedecreet Hoofdstuk II. Energiedelen, peer-to-peerhandel in hernieuwbare energie en de peer-to-peerhandel van groene stroom door één actieve afnemer aan één andere actieve afnemer (verv. decr. 2 april 2021, art. 60, I: 7 juni 2021).

¹²REG 2019, Energiebewustzijn en -gedrag van Vlaamse huishoudens.

De Vlaamse Regering gaf op 11 december 2020 haar principiële goedkeuring om bij huishoudens met exclusief nachttarief geen digitale meter te plaatsen voor 2028, tenzij de vervanging technisch noodzakelijk is of na toestemming van de netgebruiker. Tot eind 2024 voorziet de VREG een afbouwscenario van de korting van het exclusief nachtverbruik in de nettarieven, waarbij deze elk jaar 10% zakt. In de tariefmethodologie vanaf 2025 kan beslist worden over de verdere afbouw van deze korting tot 2028.¹³ Bijgevolg zal het grootste deel van verbruikers op exclusief nachtverbruik een klassieke meter blijven hebben voor de periode van de tariefmethodologie 2022 – 2024, en dus eerder een dalende jaarfactuur ervaren (die weliswaar doorheen de jaren zal toenemen door het afbouwen van het voordelig exclusief nachttarief binnen de nettarieven).

De dataset met informatie over 375.467 residentiële verbruikers bevat echter reeds 8.080 afnemers met een digitale meter die exclusief nachtverbruik hebben. Zij hebben ofwel zelf de keuze gemaakt om over te schakelen, ofwel werd de digitale meter geïnstalleerd voor het besluit van de Vlaamse Regering om de installatie van een digitale meter uit te stellen tot 2028.

Deze 8.080 huishoudens zijn slechts een beperkt aandeel van de huishoudens met een exclusief nachtmeter. Cijfers van 1 januari 2020 schatten het aantal analoge meters voor exclusief nachttarief op 181.275, waardoor het aantal verbruikers met een digitale meter op exclusief nachttarief minder dan 5% bedraagt van het totaal aantal verbruikers op exclusief nachttarief.¹⁴

Het is ons inziens aanbevolen de groep verbruikers met exclusief nachtverbruik die reeds een digitale meter geïnstalleerd kregen te behandelen als een groep die risico heeft op een significant hogere jaarfactuur, zeker indien de jaarlijkse afname beperkt is. De resultaten uit het pilootproject slimme meters geven, althans op een beperkte dataset waardoor het gevaarlijk is algemene conclusies te trekken, indicaties van stijgende jaarfacturen voor deze huishoudens door de hoge maandpieken van de accumulatieverwarming. Eens de digitale meters data beschikbaar hebben van een volledig stookseizoen, kan hier meer duidelijkheid over komen.

Voor huishoudens die op exclusief nachtverbruik verwarmen met een klassieke meter dringen er zich geen bijkomende flankerende maatregelen op. De bestaande premies voor o.a. het sturen van accumulatieverwarming en andere vormen van elektrische verwarming¹⁵, al dan niet in combinatie van overige investeringspremies (isolatie¹⁶, hoogrendementsglas¹⁷, warmtepomp en boiler¹⁸), geven eigenaars van accumulatieverwarming met een klassieke meter de komende jaren zowel de tijd en de mogelijkheid om zich voor te bereiden en aan te passen om een eventuele prijsschok op te vangen bij de plaatsing van een digitale meter.

¹³VREG, Afbouw uitsluitend nachttarief.

¹⁴Commissie Energie Vlaams Parlement, Antwoord vraag tot uitleg 255 van 16 januari 2020.

¹⁵Vlaams Energie- en Klimaatagentschap, “*Premie Sturing elektrische warmte woongebouwen 2021*”.

¹⁶Vlaanderen, “*Premies voor muur- en vloerisolatie*”.

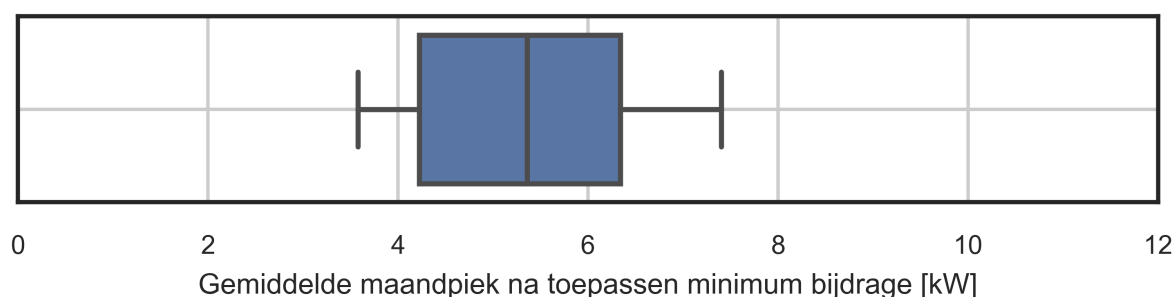
¹⁷Vlaanderen, “*Premie voor hoogrendementsglas in een woning of appartement*”.

¹⁸Vlaanderen, “*Premies voor een warmtepomp of warmtepompboiler*”.

Voor huishoudens die elektrisch verwarmen zonder exclusief nachtverbruik ligt de situatie anders. Dit zijn immers geen accumulatieverwarmingen die hoge vermogens vragen. Figuur 3.6 vertoonde geen significant hogere gemiddelde maandpiek voor huishoudens met een dag/nachtmeter t.o.v. een enkelvoudige meter. Indien enkel de verbruikers met een elektrische verwarming niet op exclusief nachttarief worden bekeken, dan vertoont de gemiddelde maandpiek een distributie zoals te zien op Figuur 3.19. Typisch gezien is elektrische verwarming maar 7 maanden per jaar nodig tijdens koudere periodes. Tijdens deze maanden beïnvloedt de elektrische verwarming de maandpieken. Echter, door het factureren o.b.v. de gemiddelde maandpiek op jaarbasis, worden deze hogere pieken tijdens het stookseizoen deels uitgemiddeld.

Met een gemiddelde waarde van 5.5 kW voor de gecorrigeerde gemiddelde maandpiek leidt de wijzigende tariefstructuur tot een daling van enkele procenten op de totale elektriciteitsfactuur met een digitale meter. Elektrische verwarmingen zijn immers grootverbruikers die leiden tot een sterke toename van de kWh-afname van het net. De dalende kWh-tarieven in de nieuwe tariefstructuur compenseren bijgevolg het capaciteitstarief, zolang de gemiddelde maandpiek niet significant toeneemt. Dit is het geval in Figuur 3.19.

Ook voor deze groep biedt de nieuwe tariefstructuur bij verbruikers met een digitale meter mogelijkheden tot extra besparing indien het piekvermogen beperkt kan worden. Hier biedt sturing van de elektrische verwarmen zeker mogelijkheden, en wordt wederom verwezen naar de premie ‘*Sturing elektrische warmte woongebouwen 2021*’.¹⁹ Elektrische verwarming is een goeie kandidaat voor stuurbaar regelen om niet piekverhogend te werken. De thermische inertie van goed geïsoleerde woningen zorgt er immers voor dat een elektrische verwarming perfect een korte periode kan uitgeschakeld worden zonder verlies aan thermisch comfort.



Figuur 3.19: Gemiddelde maandpiek na toepassen van minimum bijdrage voor huishoudens met een elektrische verwarming niet op exclusief nachtverbruik. De whiskers stellen de [10, 90]-percentielen voor.

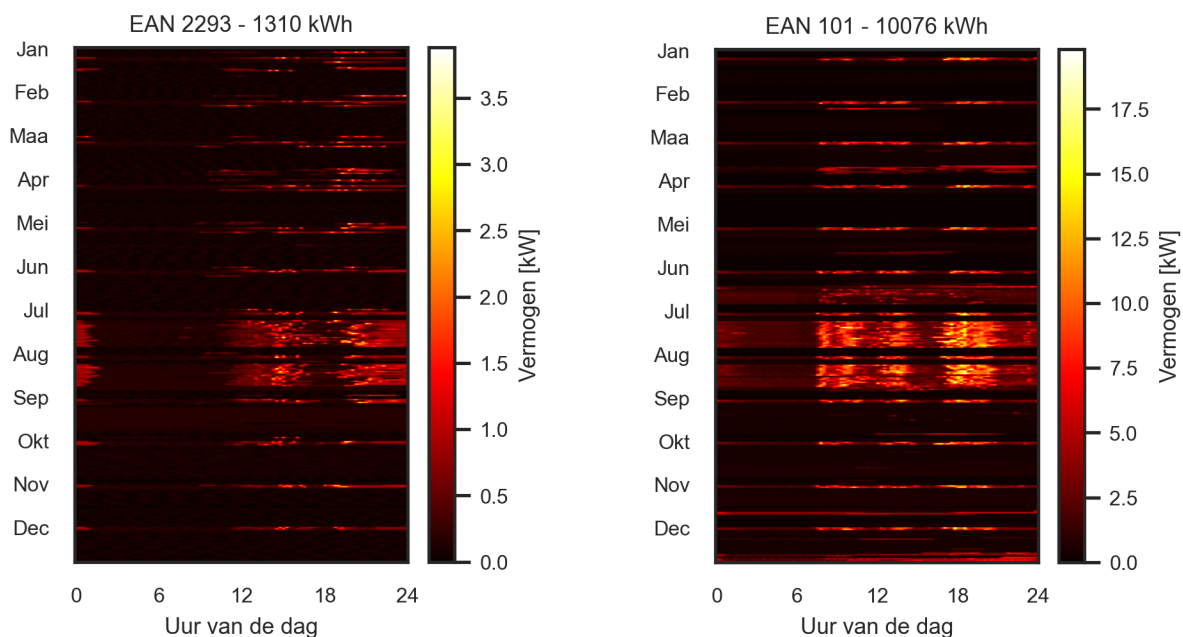
¹⁹Vlaams Energie- en Klimaatagentschap, "Premie Sturing elektrische warmte woongebouwen 2021".

3.2.4 Tweede verblijf

Tweede verblijven kwamen reeds aan bod in Sectie 3.1, gezien ze als woningen met veel leegstand een deel uitmaakten van de Eurostat categorie **Da**, de zeer kleine verbruikers. In Sectie 3.2.1 werden ze eveneens vermeld als een groep verbruikers die nooit recht had op het sociaal tarief. Deze verblijven zijn typisch gezien woningen met veel leegstand doorheen het jaar, met bezetting tijdens sommige weekends en vakanties. Indien de woning een laag verbruik heeft op jaarbasis, wat bij veel tweede verblijven het geval is, dan zal de jaarfactuur stijgen door de nieuwe vaste bijdrage aan de netkosten.

Figuur 3.20 geeft een visuele voorstelling van het verbruiksprofiel van twee tweedeverblijvers, waar een felle kleur correspondeert met een hoger vermogen. Typisch gezien is de woning één keer per maand een weekend bezet, en eveneens is er meer constant verbruik tijdens sommige weken in de zomervakantie. Het verschil tussen de twee jaarverbruiken is echter bijna een factor 10. Waar verbruiker 2293 (links) een kleine verbruiker is die zijn jaarfactuur zal zien stijgen door de vaste bijdrage aan de nettarieven, is verbruiker 101 (rechts) een grootverbruiker met een jaarverbruik van meer dan 10.000 kWh. Deze zal zijn jaarfactuur echter zien stijgen door de hoge gemiddelde maandpiek van 16 kW, vermoedelijk veroorzaakt door air conditioning of het verwarmen van een zwembad.

Dit dient als illustratie dat er niet kan gesproken worden over één type tweede verblijf als het gaat over de impact van de nieuwe tariefstructuur. Zeker in het geval van een digitale meter zullen (i) de bezetting van de woning, (ii) het jaarverbruik van de woning, en (iii) het piekgedrag door elektriciteitsintensieve verbruikers zoals air conditioning samen de impact van de nieuwe tariefstructuur bepalen.



Figuur 3.20: Visuele voorstelling van het verbruik van tweede verblijven met gelijkaardige bezetting.

3.2.5 Gemeenschappelijke delen van appartementsgebouwen

Veel huishoudens bevinden zich in een appartementsgebouw. Statistiek Vlaanderen schat dat ongeveer 27.6% van de woningvoorraad ‘buildings en flatgebouwen met appartementen’ zijn.²⁰ Veel van deze appartementsgebouwen hebben een gemeenschappelijke ruimte. Het Woninghuurdecreet voorziet hiervoor dat het elektrisch verbruik in de gemeenschappelijke delen ten laste van de huurder is.²¹ Bijgevolg werd ervoor geopteerd om deze groep meters apart te behandelen in deze sectie.

In Sectie 3.2.1 werd reeds expliciet vermeld dat gemeenschappelijke delen van appartementsgebouwen geen aanspraak konden maken op het sociaal tarief. Er kan echter wel verwacht worden dat individuele meters voor gemeenschappelijke delen van appartementsgebouwen een grote impact zullen ondervinden van de wijzigende tariefstructuur. Beschouw immers illustratief een appartementsgebouw waarbij elk individueel appartement een eigen meter heeft, en waarvan het gemeenschappelijke gedeelte eveneens een eigen meter heeft. Vaak gaat het enkel over verbruik ten gevolge van verlichting in de gemeenschappelijke delen, evenals essentiële gemeenschappelijke voorzieningen zoals brand- of rookalarm, waardoor deze aparte meter voor het gemeenschappelijk deel een zeer laag jaarverbruik zal kennen (zolang er geen lift aanwezig is).²² In Sectie 3.1 kwam aan bod dat de jaarfactuur elektriciteit voor kleine en zeer kleine verbruikers significant zal stijgen door de vaste nieuwe bijdrage aan de netkosten equivalent aan 2.5 kW.

De vraag rijst of de data deze stelling ondersteunt. Tabel 3.9 geeft hiertoe het aantal klanten bij Fluvijs in 2020 voor de zeer lage jaarafnames, van 0 tot 1.000 kWh verbruik op jaarbasis. Uit Sectie 3.2.1 en Figuur 3.14 kwam eveneens reeds naar voor dat beschermde klanten gemiddeld gezien een hoger verbruik hebben, slechts 9% van de beschermde verbruikers vertoonde een jaarverbruik kleiner dan 1.000 kWh. Bijgevolg is het logisch om andere kleine verbruikers te beschouwen die niet onder het sociaal tarief kunnen vallen om deze groep van 404.462 verbruikers met een afname kleiner dan 1.000 kWh deels te karakteriseren en te verklaren. De gehanteerde hypothese is bijgevolg dat een deel tellers van gemeenschappelijke ruimtes in appartementsgebouwen zich binnen de verbruiksbanden gegeven in Tabel 3.9 bevinden.

Tabel 3.9: Aantal klanten die puur afnemers zijn in het klantenbestand van Fluvijs van 2020, opgesplitst per verbruiksband.

Verbruiksband	Aantal klanten
0 – 250 kWh	118.109
250 – 500 kWh	109.954
500 – 750 kWh	77.769
750 – 1000 kWh	98.630

²⁰Woningtypes in Vlaanderen, Statistiek Vlaanderen.

²¹Uitvoeringsbesluit van 7 december 2018 bij het Vlaams Woninghuurdecreet

²²Beschouw LED-verlichting met een vermogen van 7 W. Indien deze verlichting 4 uur per dag werkt, verbruikt deze ongeveer 10 kWh op jaarbasis. Indien de gemeenschappelijke delen louter verlichting en essentiële alarmen bevatten, zal het jaarverbruik zeer beperkt blijven.

De verantwoording voor deze hypothese is driedelig:

1. De totale groep van beschermde afnemers bevat maar een zeer beperkte groep met een afname kleiner dan 1.000 kWh, zoals aangetoond in Sectie 3.2.1. Deze groep is niet groot genoeg om de meer dan 400.000 meters met een jaarafname kleiner dan 1.000 kWh te verklaren in het klantenbestand van Fluvius;
2. Gemeenschappelijke ruimtes van appartementsgebouwen kunnen nooit in aanmerking komen voor het statuut van beschermde klant, en dus nooit van het sociaal tarief genieten;
3. Gemeenschappelijke ruimtes van appartementsgebouwen met een aparte teller bevatten weinig grootverbruikers, vaak enkel sluimerverbruik en verlichting zolang er geen lift aanwezig is. Deze bijdragen leiden tot een zeer laag jaarverbruik dat consistent kan zijn met de jaarverbruiken opgelijst in Tabel 3.9.

Indien er verder kan gewerkt wordt op de hypothese dat gemeenschappelijke gedeeltes van appartementsgebouwen een zeer laag verbruik hebben, en dus deel uitmaken van de 400.000 klanten bij Fluvius die een jaarverbruik hebben kleiner dan 1.000 kWh, dan betekent dit dat residentiële verbruikers in appartement hun jaarfactuur zullen zien stijgen met de wijzigende tariefstructuur, ongeacht hun persoonlijk verbruik. Immers, door de vaste bijdragen (in het geval van een klassieke meter) of de minimale bijdrage (in het geval van een digitale meter) van de teller van het gemeenschappelijk gedeelte, zullen de kosten die moeten gedragen worden door de huurders in het appartementgebouw stijgen. Het gaat hier dan over een gemiddelde bijkomende vaste kost van €118, weliswaar gespreid over alle bewoners van het appartementsgebouw.

3.2.6 Kotstudenten

Studenten die op kot gaan betalen vaak een forfaitaire maandelijkse EGW-kost voor (elektriciteit, gas en water) indien dit niet inbegrepen is in de huurprijs. Vele studentenkoten hebben immers geen eigen teller, maar delen een gemeenschappelijke teller voor alle koten in hetzelfde gebouw. Het is wel mogelijk dat studenten in grotere studio's een eigen teller hebben, die dan ook gemiddeld gezien hun jaarfactuur zullen zien stijgen door de vaste bijdrage aan de netkosten die niet voldoende gecompenseerd wordt door het lagere kWh-tarief aan hun verbruik.

Er moet hier een onderscheid gemaakt worden tussen grootschalige en kleinschalige studentenhuysvesting. Grootschalige huysvesting (universitaire homes, private partners) kunnen aangesloten zijn op een eigen middenspanningscabine, waardoor de wijzigende tariefstructuur op laagspanning voor hen niet van toepassing is. Voor kleinschalige studentenhuysvesting is de situatie complexer en niet eenduidig. Beschouw bijvoorbeeld een gebouw met 8 koten in, waarvan elk kot een kleine verbruiker is met een eigen verbruik van 900 kWh op jaarbasis. In totaal heeft het kot op de teller een jaarlijkse afname van 7.200 kWh, wat met de wijzigende tariefstructuur typische gezien tot een lagere jaarfactuur zal leiden omdat de hoge afname aan een lager kWh-tarief de introductie van de vaste netbijdragen compenseert. Zitten er maar twee koten op dezelfde teller, dan heeft de introductie van het capaciteitstarief wel een negatief effect op hun jaarfactuur. Het zal dus belangrijk zijn om de EGW-kosten te herberekenen voor kleinschalige studentenhuysvesting met de nieuwe tariefstructuur, gezien deze zowel kan stijgen als dalen.

3.3 Tussentijdse conclusie

Als tussentijdse conclusie wordt een samenvattende tabel gepresenteerd. In deze tabel wordt per type verbruiker weergegeven wordt wat de gemiddelde impact is van de wijzigende tariefstructuur, evenals wat de voornaamste oorzaak is. Er wordt telkens een onderscheid gemaakt tussen de klassieke en de digitale meter. Een analoog overzicht wordt op volgende pagina gepresenteerd voor de beschermde afnemers en huishoudens met zonnepanelen.

IMPACT WIJZIGENDE TARIEFSTRUCTUUR

Gemiddelde wijzigingen voor niet-beschermde afnemers		Klassieke meter	Digitale meter
Zeer kleine afnemers 10,6% van alle huishoudens	Niet-residentieel (Bijna-)leegstand Tweede verblijven Gemeenschappelijke ruimtes appartementen	Tussen €50 en €100 stijging door minimale vaste bijdrage	Tussen €50 en €100 stijging door minimale vaste bijdrage Digitale meter lagere kWh-tarieven dan klassieke meter
	Residentieel 136.000 huishoudens zonder zonnepanelen 152.000 huishoudens met zonnepanelen	Tussen €75 en €100 stijging door minimale vaste bijdrage Terugdraaiende teller: zie volgende pagina	Tussen €45 en €70 stijging door minimale vaste bijdrage Maximumtarief in de nettarieven beperkt de stijging
Kleine afnemers 17,5% van alle huishoudens 340.000 huishoudens zonder zonnepanelen 93.000 huishoudens met zonnepanelen		Tussen €20 en €50 stijging door minimale vaste bijdrage en genieten minder van lagere kWh-kosten	Quasi-gelijk of tussen €20 en €50 stijging door hoge gemiddelde maandpiek bij lage jaarverbruiken
Gemiddelde afnemers 59,8% van alle huishoudens 1.430.000 huishoudens zonder zonnepanelen 190.000 huishoudens met zonnepanelen		Zowel winnaars als verliezers Grotere verbruikers compenseren met de lagere kWh-kost de nieuwe vaste bijdrage	Zowel winnaars als verliezers Afhankelijk van gemiddelde maandpiek t.o.v. jaarverbruik Bewuste consument wint!
Grote afnemers 6,5% van alle huishoudens 135.000 huishoudens zonder zonnepanelen 25.000 huishoudens met zonnepanelen		Gemiddeld meer dan €100 daling op de jaarfactuur Lagere kWh-kost, maar hoger besparingspotentieel bij de digitale meter	Gemiddeld meer dan €100 daling op de jaarfactuur Lagere kWh-kost, beperkte gemiddelde maandpiek
Afnemers op exclusief nachttarief* 5,6% van alle huishoudens 127.000 huishoudens zonder zonnepanelen 25.000 huishoudens met zonnepanelen		Kleinere afnemers: beperkte daling, voordeel excl. nacht wordt afgebouwd Grotere afnemers: voordeel door lagere kWh-kost	Potentiële hoge stijging (€100) door de hoge vermogenspiek van accumulatieverwarming <u>Maar:</u> met actieve sturing wel grote besparing te realiseren

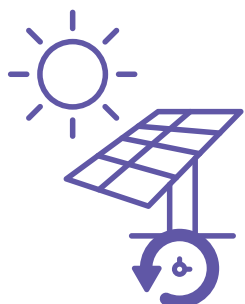
IMPACT WIJZIGENDE TARIEFSTRUCTUUR

Voor beschermde klanten
& gezinnen met zonnepanelen

BESCHERMDE AFNEMERS

Geen wijziging in de nettarieven voor gezinnen die recht hebben op het sociaal tarief, dus ook geen minimale bijdrage. Dit blijft een maximumbedrag per kWh, ook na de introductie van het capaciteitstarief

Kwetsbare gezinnen vrijgesteld van grote schokken



PROSUMENTEN MET TERUGDRAAIENDE TELLER*

Kleine residentiële installaties (< 4 kVA)

Jaarfactuur stijgt gemiddeld door nieuwe vaste bijdrage, wordt niet gecompenseerd door lager prosumententarief

Middelgrote residentiële installaties (4-6 kVA)

Jaarfactuur blijft gemiddeld gezien constant

Grote residentiële installaties (>6 kVA)

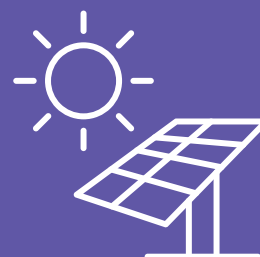
Jaarfactuur daalt gemiddeld door het lagere prosumententarief, compenseert de nieuwe vaste bijdrage

DIGITALE METER & ZONNEPANELEN

Zonnepanelen blijven een interessante investering, ook na de invoer van het capaciteitstarief

Bij actieve sturing of bewust omgaan met grootverbruikers in het huishouden, bieden zonnepanelen de mogelijkheid om grotere vermogens overdag op te vangen zonder de gemiddelde maandpiek te verhogen

Het inzetten op zelfverbruik van zonnepanelen wordt wel minder interessant door de lagere kWh-prijs in de nettarieven, wat de terugverdientijd bij ongewijzigd gedrag verhoogt



Hoofdstuk 4

Impact op de energietransitie

Terwijl Hoofdstuk 3 de impact van de wijzigende tariefstructuur in kaart bracht voor de totale jaarfactuur van verbruikers op het laagspanningsnet, beschouwt dit hoofdstuk louter de impact van de wijziging in de nettarieven op nieuwe verbruikers die een centrale rol spelen in de energietransitie door de elektrificatie van de mobiliteit- en warmtevragen. Elektrische voertuigen (EV) en warmtepompen (WP) kregen immers een prominente rol in het Vlaams Energie- en Klimaatplan 2021–2030, als meer duurzame mogelijkheden om te verplaatsen en het huishouden te verwarmen.

In Sectie 4.1 wordt eerst de mobiliteitsvraag van Vlaamse gezinnen gekarakteriseerd. Vervolgens wordt de impact van de wijzigende nettarieven toegelicht voor verschillend laadgedrag van huishoudens met een elektrisch voertuig, zowel voor digitale als klassieke meters.

De invloed van de wijzigende tariefstructuur op warmtepompen komt aan bod in Sectie 4.2. De warmtevraag van verschillende types woningen wordt benaderd a.d.h.v. het E-peil van de woning als karakteristiek, waarna de impact toegelicht wordt voor de traditionele on/off warmtepomp die niet moduleerbaar is, evenals voor de moduleerbare warmtepomp waarvan het vermogen kan aangepast worden in functie van de warmtevraag.

Verder worden thuisbatterijen in Sectie 4.3 bestudeerd en hun mogelijkheden bij een kW-gebaseerd nettarief. De focus ligt bij de combinatie van een thuisbatterij met een traditioneel gedimensioneerde PV-installatie, waarbij de batterij zowel kan ingezet worden om de zonne-opbrengst op te slaan en later te gebruiken, als het inzetten van de batterij om vermogenpieken op te vangen en hogere nettarieven te vermijden.

Finaal worden in Sectie 4.4 combinaties van deze technieken beschouwd. Voorbeelden zoals een EV in combinatie met een PV-installatie, of een warmtepomp toegepast voor actieve koeling, gevoed door een PV-installatie in de zomer, komen aan bod.

Dit hoofdstuk wordt afgesloten met een reflectie in Sectie 4.5 en de rol die de wijzigende nettarieven spelen in de elektrificatie die voorop staat in het Vlaams Energie- en Klimaatplan.

4.1 Elektrische voertuigen

In de nieuwe tariefstructuur wordt rekening gehouden met zowel de afname (kWh-gebaseerd) als de gemiddelde maandpieken (kW-gebaseerd). Dit betekent dat voor eigenaars van elektrische voertuigen (EVs) de manier van opladen van de wagen van belang wordt. In deze sectie wordt onderzocht welke impact de laadmethode heeft met de nieuwe tariefstructuur, wat het potentieel is om zelf thuis op te laden op een manier die de factuur niet significant verhoogt, en welke besparing gerealiseerd kan worden voor de bewuste consument. Om deze oefening tot een goed einde te brengen met voldoende kadering, start de volgende subsectie met een karakterisering van de mobiliteitsvraag.

4.1.1 Karakterisering mobiliteitsvraag

Drie studies zijn relevant om het verplaatsingsgedrag en de mobiliteitsvraag van Vlaamse huishoudens te kaderen. Allereerst is er het Onderzoek Verplaatsingsgedrag Vlaanderen (OVG) dat het verplaatsingsgedrag in Vlaanderen karakteriseert, gaande van de mobiliteitsvraag voor woon-werkverkeer tot recreatieve verplaatsingen.¹ Verder is er de Federale Diagnostiek voor woon-werkverkeer, waar informatie te vinden is over de gemiddelde woon-werkafstanden. Sinds 2005 zijn alle Belgische werkgevers die meer dan 100 werknemers in dienst hebben immers wettelijk verplicht een diagnostiek over hun woon-werkverkeer uit te voeren. De laatste enquête dateert van 2017, en het verslag van deze enquête werd in maart 2019 online gepubliceerd.² Finaal wordt een onderzoek gebruikt dat uitgevoerd werd door de Federale Overheidsdienst Mobiliteit en Vervoer getiteld “*Kilometers afgelegd door Belgische voertuigen*”, waar per type voertuig een gemiddeld aantal afgelegde kilometers gegeven is voor 2017.³

Tabel 4.1 geeft de gemiddelde woon-werkafstand van Vlaamse werknemers op basis van hun werkplek. De gemiddelde woon-werkafstand bedraagt 15 km. Voor Vlamingen die in Vlaanderen werken daalt deze gemiddelde woon-werkafstand tot 12.8 km, terwijl deze voor Vlamingen die in Brussel of Wallonië werken stijgt tot respectievelijk 29.5 km en 33.6 km. Indien illustratief de gemiddelde woon-werkafstand van 15 km gehanteerd wordt en verondersteld wordt dat deze afstand 5 keer per week moet gereden worden gedurende 52 weken per jaar, wordt de gemiddelde jaarlijkse mobiliteitsvraag 7.800 km/jaar voor woon-werkverkeer.

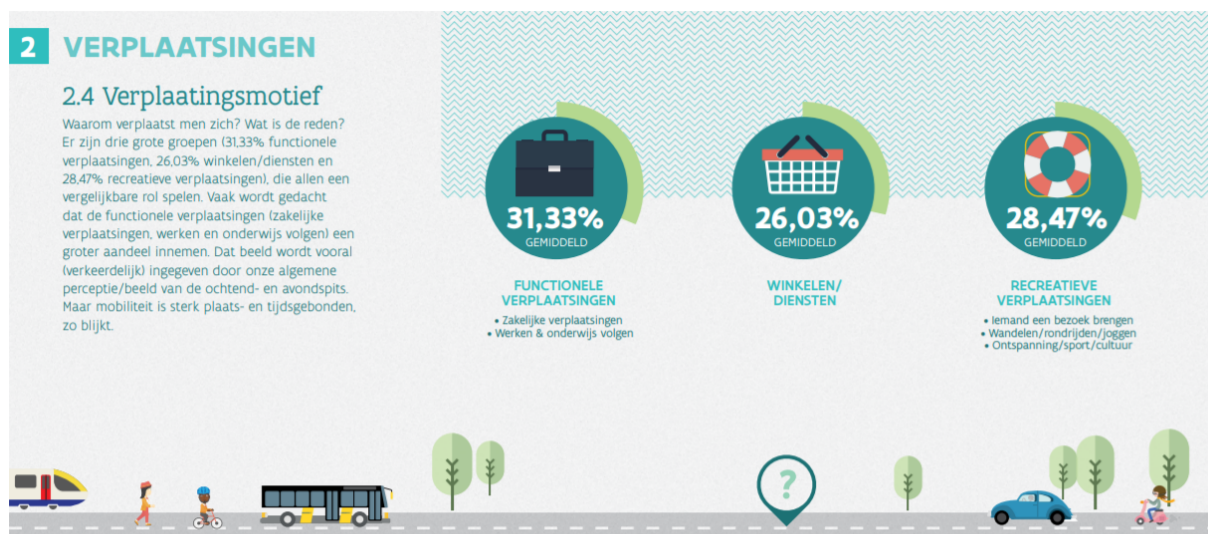
Tabel 4.1: Gemiddelde woon-werkafstand van Vlaamse werknemers op basis van hun werkplek, data afkomstig uit Tabel 7, p. 24 van de Federale Diagnostiek woon-werkverkeer.²

Werkplek	Gemiddelde woon-werkafstand [km]
Brussel	29.5
Vlaanderen	12.8
Wallonië	33.6
België	15.0

¹Analysrapport Onderzoek Verplaatsingsgedrag Vlaanderen 5.5, veldwerk 2019 – 2020.

²Federale Diagnostiek voor woon-werkverkeer 2017 – 2018.

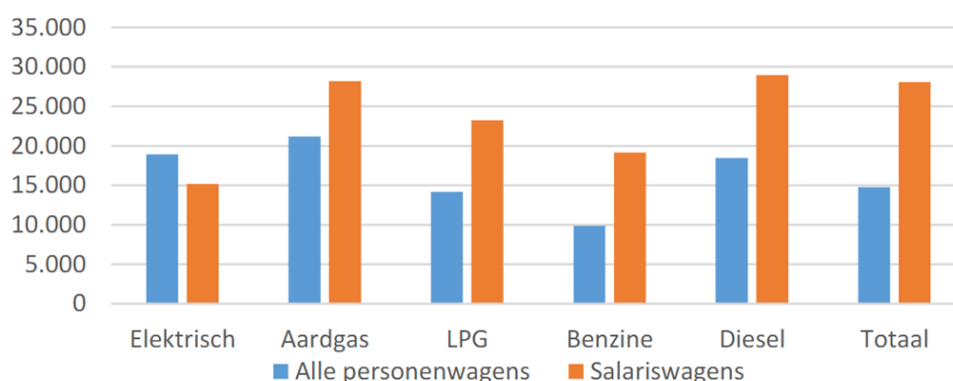
³FOD Mobiliteit en Vervoer, Rapport “*Kilometers afgelegd door Belgische voertuigen*”, 2017



Figuur 4.1: Verplaatsingsmotief van Vlamingen volgens het OVG 5.5.

Echter, het OVG 5.5 nuanceert de mobiliteitsvragen in functie van de verplaatsingen. Woon-werkafstand is immers niet de enige afstand die dagelijks afgelegd wordt, zoals ook blijkt uit Figuur 4.1. Iedere Vlaming legt volgens het OVG 5.5 gemiddeld gezien per dag 35.90 km af. Slechts 31.33% van de verplaatsingen zijn echter voor functionele doeleinden zoals woon-werkafstand, waarbij 64% van de respondenten aangaf de wagen te nemen voor de woon-werkverplaatsing. Daartegenover zijn recreatieve verplaatsingen en verplaatsingen voor winkelen en diensten goed voor respectievelijk 28.47% en 26.03% van de verplaatsingen. Deze verplaatsingen gebeuren via verschillende modi, niet enkel met de wagen. Het gaat dan o.a. ook over openbaar vervoer, verplaatsingen te voet of met de fiets. Louter de woon-werkafstand beschouwen gebaseerd op de Federale Diagnostiek zou een onderschatting geven van de mobiliteitsvraag.

Dit blijkt ook uit het onderzoek van de Federale Overheidsdienst Mobiliteit en Vervoer. Daar wordt het aantal gereden kilometer op jaarbasis bekeken per aandrijftype van het voertuig, met een onderscheid tussen salarismotoren en personenwagens. De samenvattende resultaten van deze studie zijn weergegeven in Figuur 4.2.



Figuur 4.2: Gemiddeld aantal afgelegde kilometers in 2017 per aandrijftype van de wagen, opgesplitst tussen alle personenwagens en salarismotoren. Bron: FOD Mobiliteit en Vervoer.

De gemiddelde personenwagen, onafhankelijk van het type aandrijving, reed 15.000 km/jaar in 2017. Indien salarismotoren beschouwd worden, dan stijgt deze gemiddelde gereden afstand tot 27.500 km/jaar. Tevens zijn er grote verschillen merkbaar afhankelijk van het aandrijftype van de wagen. Salarismotoren op aardgas en diesel hebben gemiddeld een grotere afstand op jaarbasis dan salarismotoren op elektriciteit of benzine.

In het vervolg van de studie worden op basis van deze drie voorgaande studies volgende mobiliteitsvragen beschouwd voor verschillende types Vlamingen:

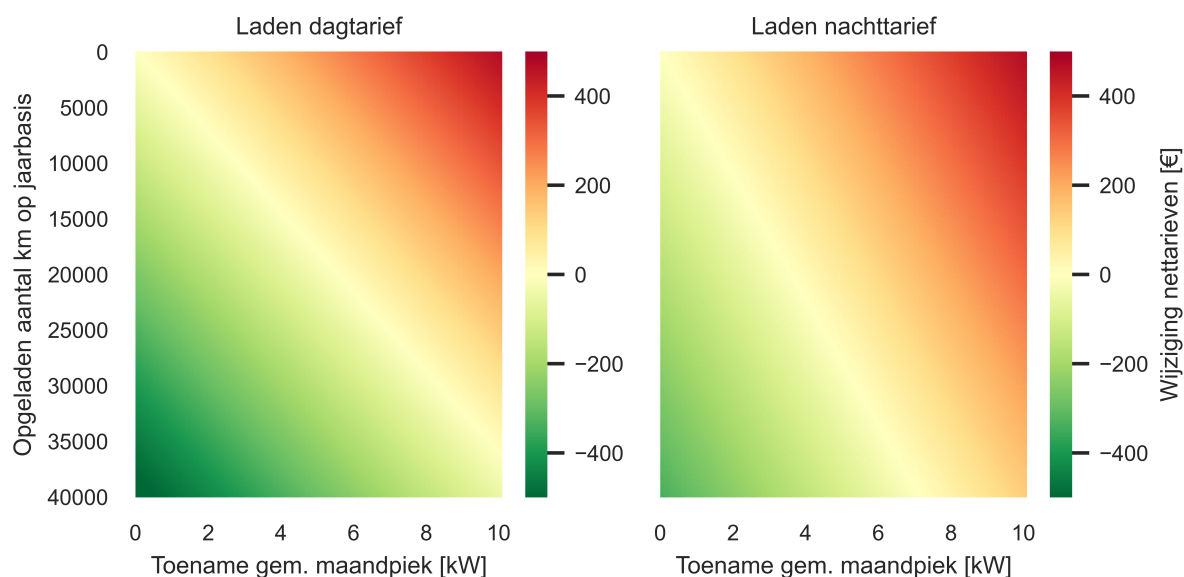
- 10.000 km/jaar: lage mobiliteitsvraag voor Vlamingen met een personenwagen;
- 15.000 km/jaar: gemiddelde mobiliteitsvraag voor Vlamingen met een personenwagen;
- 20.000 km/jaar: lage mobiliteitsvraag voor Vlamingen met een salarismotor;
- 30.000 km/jaar: hoge mobiliteitsvraag voor Vlamingen met een salarismotor.

Huishoudens zullen echter pas een impact van de wijzigende tariefstructuur ondervinden op hun elektriciteitsfactuur indien ze zelf hun EV thuis opladen. Bijgevolg wordt in het verloop van deze sectie gesproken over het aantal km/jaar dat er thuis opgeladen wordt. Hierbij wordt een gemiddeld verbruik van een EV ingeschat op 18 kWh/100 km.⁴ Er worden enkele voorbeelden gegeven om voeling te krijgen met de grootteordes van de mobiliteitsvragen en wat dit betekent voor de jaarverbruiken. Een huishouden met een lage mobiliteitsvraag van 10.000 km/jaar dat volledig thuis zelf de wagen oplaadt, heeft een bijkomend verbruik van 1.800 kWh/jaar. Een huishouden met een salarismotor die 20.000 km/jaar aflegt, heeft een bijkomend verbruik van 3.600 kWh indien 100% van de gereden kilometers thuis moet opgeladen worden. Voorziet het bedrijf laadpalen op de werkplek waar bijvoorbeeld 50% van de gereden kilometers kan opgeladen worden, dan stijgt het verbruik van het eigen huishouden slechts met 1.800 kWh.

Bijkomend zijn zowel het moment van opladen, de toename van de gemiddelde maandpiek, evenals het type meter belangrijk om de impact van de wijzigende tariefstructuur in kaart te brengen. Door het wegvallen van het verschil tussen dag- en nachtdistributienettarieven zal een huishouden dat momenteel 's nachts oplaadt een andere impact ervaren dan het huishouden dat overdag oplaadt, zelfs indien beiden dezelfde toename van hun gemiddelde maandpiek hebben door de integratie van een EV in het huishouden.

Conceptueel kan de impact van de wijzigende tariefstructuur voor het opladen van een EV in een huishouden dus voorgesteld worden als een 2D-figuur. De wijziging in de nettarieven is immers afhankelijk van het bijkomend verbruik (in kWh) en de toename van de gemiddelde maandpiek door het opladen van het voertuig. Het bijkomend verbruik door de thuis opgeladen kilometers beïnvloedt de kWh-component van de nettarieven, de toename van de gemiddelde maandpiek correspondeert met een hogere kW-bijdrage in de nettarieven. Deze 2D-visualisatie voor de wijziging in de gemiddelde nettarieven voor het opladen van het EV is voorgesteld in Figuur 4.3 en Figuur 4.4, voor respectievelijk de digitale meter en de klassieke meter. Er wordt telkens een onderscheid gemaakt tussen laden op dag- of nachtdistributienettarieven in 2021, gelet op het verschil in de kWh-tarieven voor deze periodes.

⁴Synergrid, "Future impact of EVs on the Belgian electricity network" (November 2019).

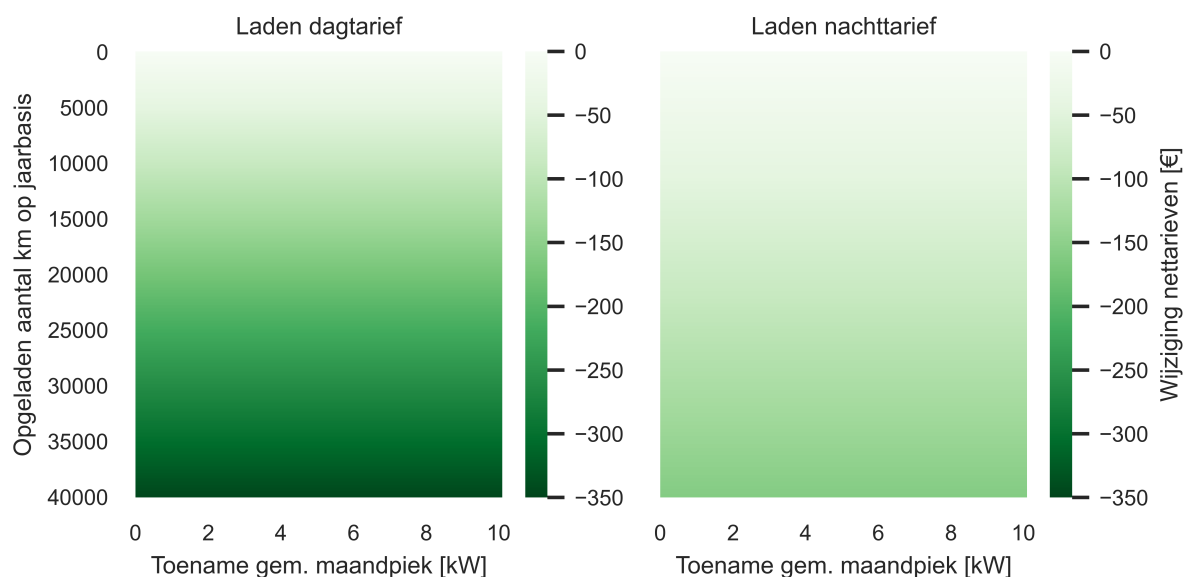


Figuur 4.3: Wijziging van de (gewogen gemiddelde) nettarieven 2022 t.o.v. 2021 voor het opladen van EV bij huishoudens met een digitale meter, i.f.v. de toename van de gemiddelde maandpiek en het aantal kilometer dat opgeladen wordt op (links) dag- of (rechts) nachtdistributienettarief.

Figuur 4.3 kan als volgt geïnterpreteerd worden, waarbij de linkerfiguur de wijziging weergeeft in de nettarieven voor het opladen van een EV in 2022 t.o.v. 2021. Deze wijzigingen werden berekend voor combinaties van (i) de toename van de gemiddelde maandpiek door het opladen van het voertuig en (ii) de toename in het kWh-verbruik dat opgeladen wordt o.b.v. het aantal afgelegde kilometers. Er wordt aangenomen dat er in 2021 opgeladen wordt op dagdistributienettarief. Dit is bijvoorbeeld het geval indien het huishouden een enkelvoudige teller zou hebben. Analooq geeft de rechterfiguur de wijziging in de nettarieven weer als er opgeladen wordt op nachtdistributienettarief.

De figuur kan ook anders geïnterpreteerd worden: gegeven een aantal kilometer dat thuis opgeladen wordt, geeft het een verloop weer van hoe de nettarieven geassocieerd met het opladen van het EV wijzigen bij een toenemende gemiddelde maandpiek. Indien een huishouden met een mobiliteitsvraag van 15.000 km/jaar hun EV 100% thuis kan opladen op zodanige wijze dat er geen toename van de gemiddelde maandpiek is, dan daalt hun jaarfactuur in 2022 met €197 indien ze in 2021 op dagtarief of met een enkelvoudige teller oplaadden. Laadt dit huishouden 's nachts op met een dag/nacht teller, dan dalen hun nettarieven met €126 indien de maandpieken niet wijzigen. Hun nettarieven in 2021 waren immers reeds lager in absolute waarde gezien ze op nachtdistributienettarief opladen, waardoor er een minder uitsproken daling van de nettarieven komt. Laadt dit huishouden echter hun EV op zo'n manier op dat de gemiddelde maandpiek van het huishouden met 4 kW toeneemt, dan verdwijnt de besparing in de nettarieven.

Figuur 4.4 geeft een analoge analyse voor huishoudens met een klassieke meter. Deze huishoudens betalen vanaf 2022 een vaste bijdrage aan het net, ongeacht de aanwezigheid van een EV in het huishouden. Bijgevolg wordt het opladen zelf in huishoudens met een klassieke meter altijd voordeliger, gezien de kWh-component in de nettarieven afneemt in de nieuwe tariefstructuur.

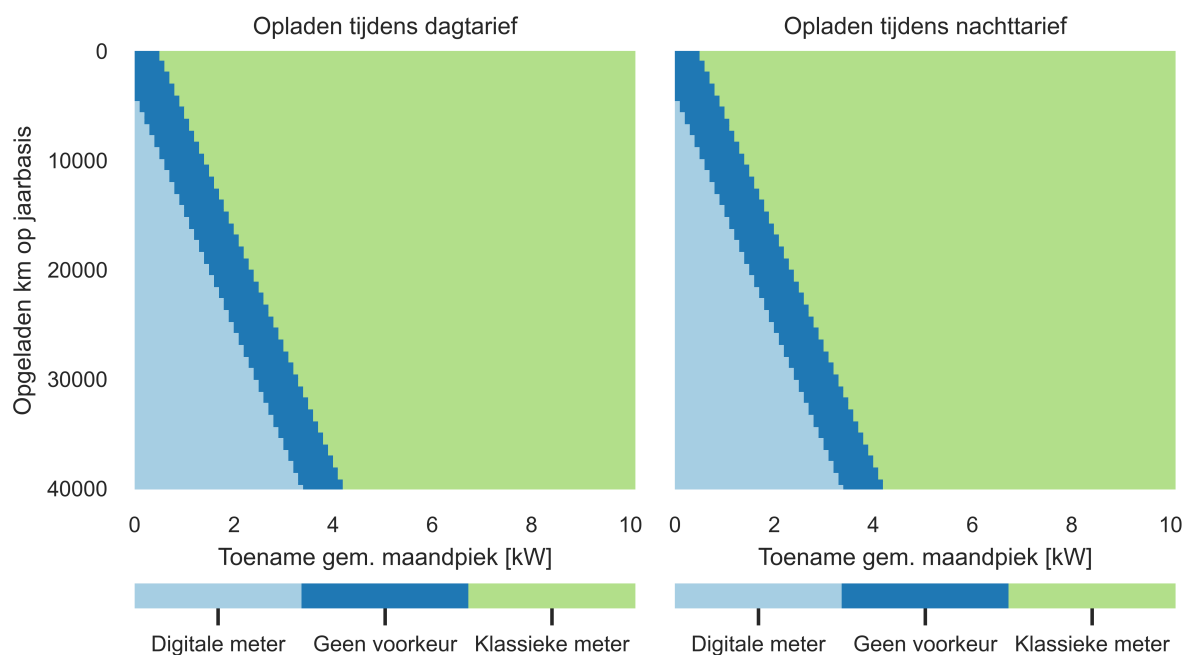


Figuur 4.4: Wijziging van de (gewogen gemiddelde) nettarieven 2022 t.o.v. 2021 voor het opladen van EV bij huishoudens met een klassieke meter, i.f.v. de toename van de gemiddelde maandpiek en het aantal kilometer dat opgeladen wordt op (links) dag- of (rechts) nachtdistributienettarief.

Uit Figuren 4.3 en 4.4 wordt duidelijk dat de nieuwe tariefstructuur voor EV-eigenaars met een klassieke meter altijd voordelig is, terwijl het voor EV-eigenaars met een digitale meter gedragsafhankelijk is. De kWh-tarieven worden namelijk goedkoper voor de klassieke meter, en de nieuw geïntroduceerde vaste netkost moet hoe dan ook betaald worden door het huishouden, ongeacht de aanwezigheid van het voertuig. Dit in tegenstelling tot de digitale meter. De kW-gebaseerde netkost die proportioneel is met de gemiddelde maandpiek zorgt voor stijgende nettarieven indien het huishouden bemeten wordt met een digitale meter en als het opladen van het EV aan hoge vermogens gebeurt. Daartegenover is het besparingspotentieel voor de bewuste consumenten met een digitale meter wel hoger dan bij klanten met een klassieke meter.

Dit wordt verduidelijkt in Figuur 4.5, waarbij uitgezet wordt welk type meter leidt tot de laagste nettarieven in 2022 voor het opladen van een elektrische wagen. Analooq aan de analyses in Hoofdstuk 3 wordt een verschil van $\pm\text{€}20$ beschouwd wanneer de consument geen voorkeur vertoont tussen de digitale en de klassieke meter. Om consistent te zijn met Figuren 4.3 en 4.4 wordt een onderscheid gemaakt tussen laden op uren die corresponderen met dagtarief en uren die corresponderen met nachttarief. Gezien er echter in de nieuwe tariefstructuur geen onderscheid meer gemaakt wordt tussen dagtarief en nachttarief in de nettarieven, zijn beide grafieken opgenomen in Figuur 4.5 identiek.

Het is duidelijk dat bewuste consumenten die erin slagen de toename van hun piekverbruik te beperken het voordeligste zijn met een digitale meter, gezien het grote besparingspotentieel. Huishoudens die hun EV aan een hoog vermogen opladen verkiezen vanzelfsprekend een klassieke meter die niet in staat is hun vermogenspieken te registreren. Een incentive voor EV-eigenaars met een klassieke meter om bewust te gaan laden ontbreekt immers.



Figuur 4.5: Welke meter leidt tot de laagste nettarieven voor het opladen van een EV in 2022?

De analyses tot nu toe behandelden op een generieke wijze de wijzigingen in de nettarieven op basis van de toename van de gemiddelde maandpiek en het aantal km dat thuis werd opgeladen. Er werd echter nog niet gesproken over wat typische toenames van de gemiddelde maandpiek zijn, hoe het besparingspotentieel van de digitale meter kan aangesproken worden, of wat het potentieel is bij huishoudens om hun EV te laden zonder hun gemiddelde maandpieken te verhogen. Dit vormt bijgevolg het onderwerp van volgende subsecties.

4.1.2 Piekbehoudend laden

Tabel 4.2 geeft het besparingspotentieel weer indien huishoudens erin zouden slagen om op een piekbehoudende manier hun EV op te laden. Indien ze in 2021 gedurende dagtarief opladen, hebben ze hogere nettarieven dan als ze gedurende nachttarief opladen, wat de lagere besparing verklaart bij het opladen tijdens nachttarief. De vraag rijst echter hoe realistisch het is om dit besparingspotentieel te bereiken. In realiteit zal het piekbehoudend laden moeten plaatsvinden door het slim laden van het voertuig, rekening houdend met voorspeld toekomstig verbruik en laden aan variabel vermogen. Vaak zal dit slim laden 's nachts moeten plaatsvinden om de gelijktijdigheid met het huishoudelijk verbruik te minimaliseren.

Tabel 4.2: Wijziging in de nettarieven met een digitale meter in 2022 indien het EV kan opgeladen worden op een piekbehoudende wijze, opgesplitst o.b.v. het moment van opladen.

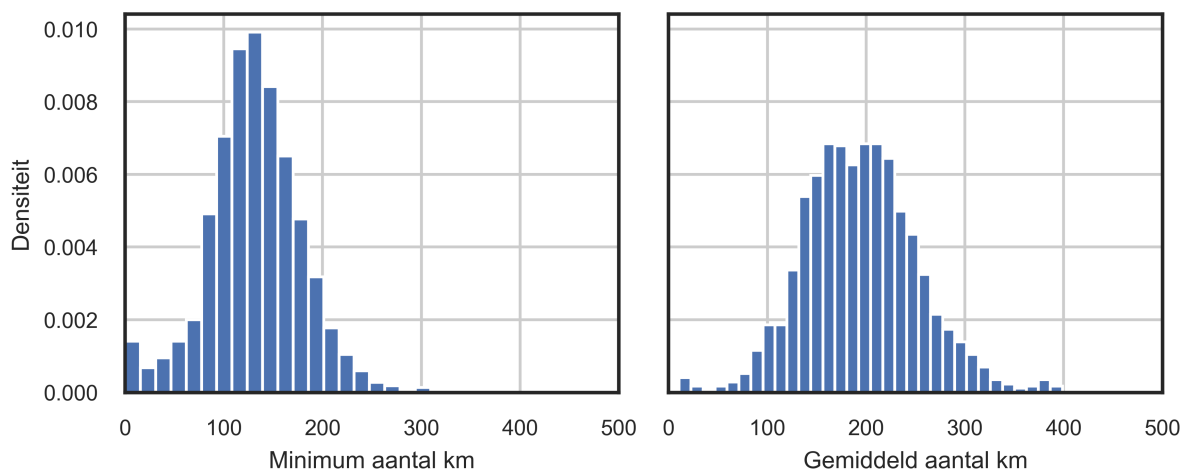
Jaarlijks aantal km thuis opgeladen	Opladen dagtarief	Opladen nachttarief
10.000 km/jaar	-€131	- €84
15.000 km/jaar	-€197	-€126
20.000 km/jaar	-€262	- €168
30.000 km/jaar	-€393	-€253

Bijgevolg wordt in deze analyse bepaald welk potentieel er 's nachts is om piekbehoudend te laden, uitgaande van een slim laadsysteem dat perfect de maandpiek kan voorspellen voor die maand en het laadvermogen variabel kan aansturen om te zorgen dat deze maandpiek nooit overschreden wordt. Het dient duidelijk te zijn dat het gaat om een geïdealiseerde situatie, louter om het potentieel in te schatten. Er wordt hiervoor voor alle beschouwde verbruikers in de dataset voor elke nacht van het jaar berekend hoeveel kilometer rijafstand het voertuig op deze manier kan opgeladen worden.

Het samenvattende resultaat van deze analyse wordt gegeven in Figuur 4.6. De linkerfiguur geeft weer hoeveel kilometer rijafstand er minimaal elke nacht van het jaar kan opgeladen worden zonder een verhoging van de maandpieken te veroorzaken. De rechterfiguur toont hoeveel kilometer rijafstand er gemiddeld elke nacht opgeladen kan worden zonder dat de maandpieken van de individuele huishoudens in de dataset toenemen. Enkele belangrijke conclusies om hierbij te vermelden zijn dat, voor alle beschouwde gezinnen:

1. Meer dan 90% van hen kan elke nacht minimum 75 km rijafstand piekbehoudend opladen;
2. Meer dan 75% van hen kan elke nacht minimum 100 km rijafstand piekbehoudend opladen;
3. Meer dan 95% van hen kan elke nacht gemiddeld 100 km rijafstand piekbehoudend opladen;
4. Meer dan 75% van hen kan elke nacht gemiddeld 150 km rijafstand piekbehoudend opladen.

Uit deze resultaten gecombineerd met de cijfers omtrent de woon-werkafstand uit Tabel 4.1 en de cijfers uit het OVG 5.5 in Figuur 4.1 dient duidelijk te zijn dat het potentieel wel degelijk aanwezig is om piekbehoudend te laden en tegelijk te voldoen aan de typische dagelijkse mobiliteitsbehoefte. Het volledig benutten van piekbehoudend laden zal echter wel slimme laadinfrastructuur met communicatie vereisen, wat een bijkomende investering betekent. Volgende sectie behandelt bijgevolg de eerder traditionele vormen van laden via het stopcontact of een laadpaal, die echter wel piekverhogend zijn. Hierdoor zal er een impact zijn van het capaciteitstarief door deze piekverhoging.



Figuur 4.6: Genormaliseerde histogrammen van (links) het minimum en (rechts) het gemiddeld aantal kilometer dat 's nachts kan opgeladen worden zonder de maandpieken van het huishouden te verhogen voor de beschouwde huishoudens.

4.1.3 Piekverhogend laden

Om zowel de berekeningen als de interpretatie van de bekomen resultaten behapbaar te houden, worden enkele bijkomende aannames gedaan omtrent de parameters die invloed hebben op de toename van de gemiddelde maandpiek. Wat betreft de laadvermogens wordt de analyse beperkt tot typische vermogens, zoals ook gehanteerd door Fluvius. In hun brochure rond elektrisch laden wordt een overzicht gegeven van wat verschillende typische laadvermogens betekenen voor een EV en hoe deze geïnterpreteerd moeten worden.⁵ Dit voorbeeld is gegeven in Figuur 4.7 voor de 230V en 400V netten.

Standaard laadstromen en vermogen		Voorbeeld voertuiginfo PHEV			Voorbeeld voertuiginfo FULL EV		
		Gemiddelde actieradius		40 km	Gemiddelde actieradius		345 km
		Accucapaciteit		13 kW	Accucapaciteit		58 kW
		Maximum laadvermogen		3,6 kW AC	Maximum laadvermogen		11 kW AC
		Verbruik / 100 km		27,8 kWh	Verbruik / 100 km		16,8 kWh
Laden	Vermogen	Vermogen laden	Tijd leeg/vol	Laad-snelheid	Vermogen laden	Tijd leeg/vol	Laad-snelheid
Stopcontact 10A	2,3 kW	2,3 kW	5u45	7 km/u	2,3 kW	29u45	12 km/u
230V / 1x16A	3,7 kW	3,7 kW	3u45	11 km/u	3,7 kW	18u30	19 km/u
230V / 1x25A	5,8 kW	3,7 kW*	3u45	11 km/u	5,8 kW	11u45	29 km/u
230V / 1x32A	7,4 kW	3,7 kW*	3u45	11 km/u	7,4 kW	9u15	37 km/u
400V / 3x16A	11 kW	3,7 kW*	3u45	11 km/u	11 kW	6u15	55 km/u
400V / 3x25A	17 kW	3,7 kW*	3u45	11 km/u	11 kW*	6u15	55 km/u
400V / 3x32A	22 kW	3,7 kW*	3u45	11 km/u	11 kW*	6u15	55 km/u
Snellader DC	175 kW DC	/	/	/	100 kW	30 min	480 km/u
Legende		Technische beperking voertuig		Voorkeur thuisladen 'best practice'		Geen voorkeur Fluvius	
* Laadvermogen beperkt door lader of batterij in voertuig							

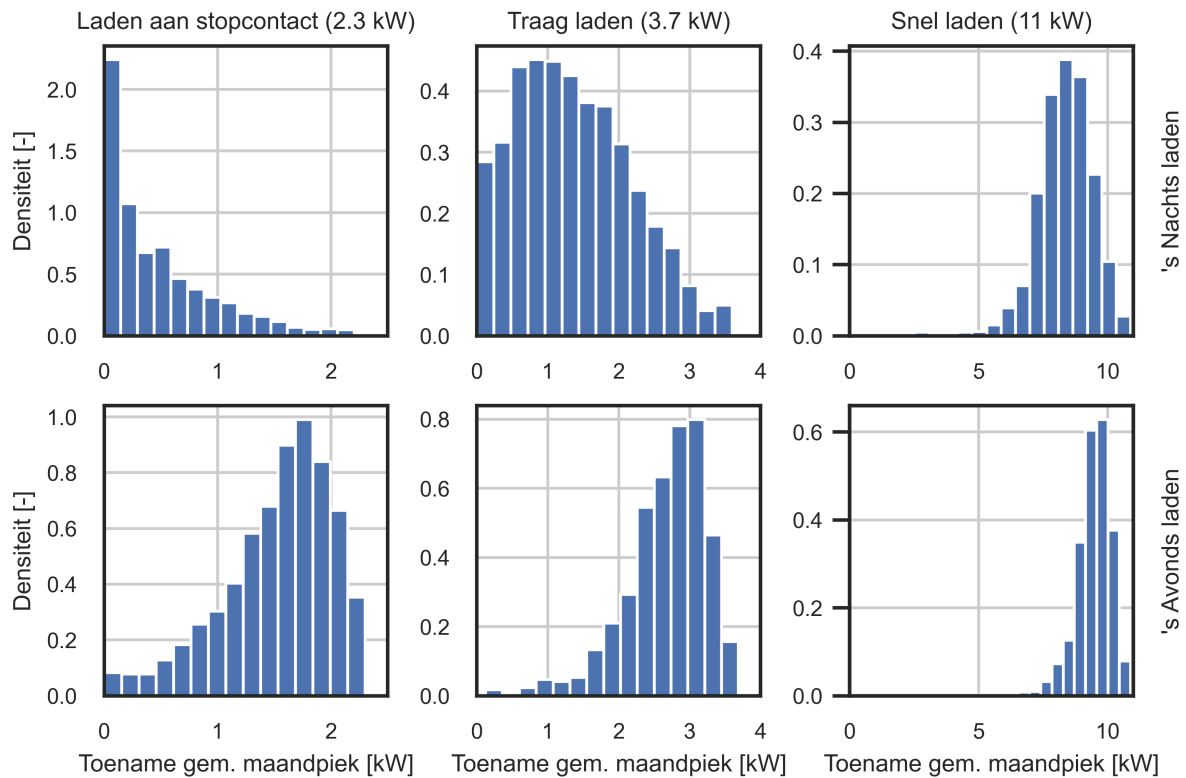
Figuur 4.7: Typische laadvermogens voor elektrische voertuigen afhankelijk van de netspanning, waar de voorkeuren van Fluvius aangeduid zijn als 'best practice'. Bron: Fluvius.⁴

Volgende drie typische laadvermogens, zoals ook opgenomen in het voorbeeld van Fluvius, worden concreet beschouwd en uitgewerkt in deze studie:

- 2.3 kW: opladen aan een stopcontact;
- 3.7 kW: monofasig opladen aan 16A;
- 11 kW: driefasig opladen aan 16A.

Voor deze laadvermogens kan vervolgens berekend worden welke toename van de gemiddelde maandpiek plaatsvindt voor alle beschouwde verbruikers afhankelijk van het moment van opladen. Hierbij wordt voor de eenvoud verondersteld dat (i) de wagen elke dag dezelfde hoeveelheid oplaadt, (ii) de wagen elke dag op hetzelfde moment begint te laden, en (iii) dat er telkens aan vol vermogen geladen wordt. Er worden twee startmomenten beschouwd voor het opladen van het EV: 's avonds om 18 uur, en om middernacht. Verder wordt verondersteld dat we te maken hebben met een gemiddelde mobiliteitsvraag van een Vlaamse personenwagen van 15.000 km/jaar. Figuur 4.8 op de volgende pagina geeft de resultaten van deze analyse weer.

⁵Brochure Fluvius, "Heb je nood aan 400V om je elektrische auto op te laden?", mei 2020.



Figuur 4.8: Genormaliseerde distributies voor de toename van de gemiddelde maandpiek bij de beschouwde verbruikers indien er bijkomend een EV dagelijks (boven) 's nachts of (onder) 's avonds opgeladen wordt aan (links) 2.3 kW, (midden) 3.7 kW, of (rechts) 11 kW.

Allereerst dient het duidelijk te zijn uit de distributies in Figuur 4.8 dat de gemiddelde maandpiek niet gewoon met het laadvermogen toeneemt. Het opladen aan 2.3 kW 's nachts zorgt bij geen enkele verbruiker voor een toename van de gemiddelde maandpiek met 2.3 kW. Dit is te wijten aan het niet gelijktijdig voorkomen van de oorspronkelijke maandpieken met het bijkomend 's nachts laden van het voertuig. De gemiddelde toename van de gemiddelde maandpiek door het EV 's nachts op te laden aan het stopcontact is slechts 0.5 kW. Het zijn hier vooral huishoudens met een elektrische verwarming die hun gemiddelde maandpiek relatief veel zien toenemen met het opladen 's nachts, gezien dan ook typisch de accumulatieverwarming opwarmt.

Bekijken we huishoudens die 's avonds hun elektrisch voertuig opladen aan het stopcontact, dan treedt gemiddeld gezien een toename van de gemiddelde maandpiek van 1.5 kW op. Veel huishoudens (met als thuissituatie een werkend gezin) hebben vermogenspieken die 's avonds optreden als er veel activiteit in het huishouden is, waarbovenop in dit geval nog eens gelijktijdig het opladen van het voertuig komt. Deze trend zet zich door naar de andere beschouwde laadvermogens: laden 's nachts leidt systematisch tot een lagere toename van de gemiddelde maandpiek dan laden in de avond door de lagere gelijktijdigheid met de reguliere activiteit in het huishouden.

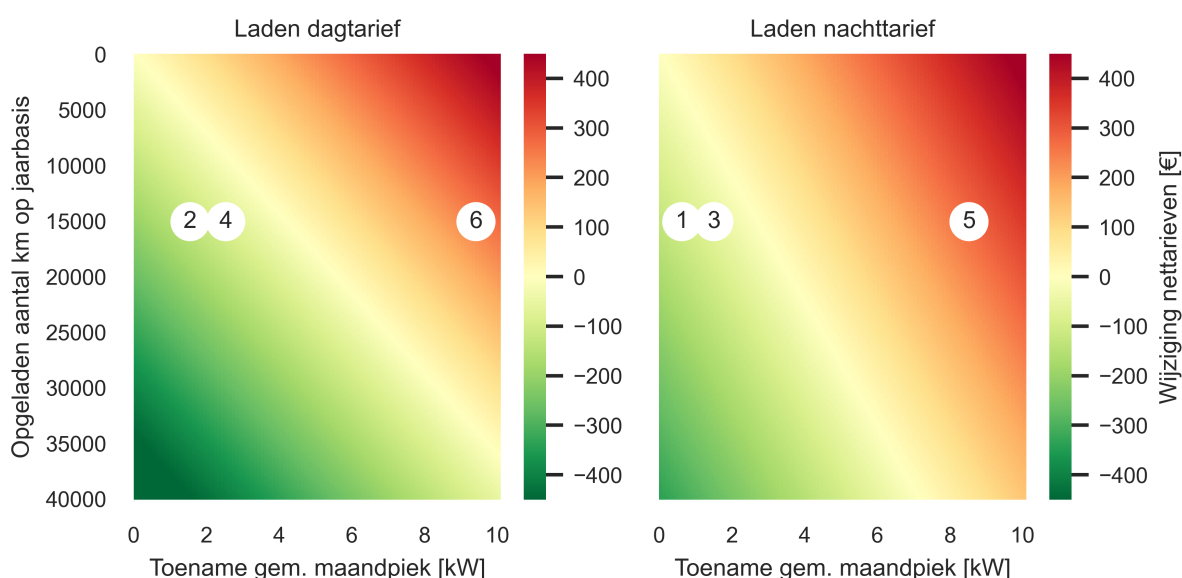
Bewust het moment om te laden en het laadvermogen kiezen om gelijktijdige vermogenspieken te vermijden, zal dus zeker lonen bij de introductie van het capaciteitstarief.

Tabel 4.3: Gemiddelde toename van de gemiddelde maandpiek (MP) voor verschillende laadvermogens, opgesplitst in moment van opladen, en de bijhorende gemiddelde wijziging (Δ) in de nettarieven voor een gemiddelde mobiliteitsvraag van 15.000 km/jaar die thuis opgeladen wordt.

	Vermogen	Laadmoment	Δ gem. MP	Δ nettarieven DM	Δ nettarieven KM
①	2.3 kW	's nachts	+ 0.5 kW	– €102.9	– €59.8
②	2.3 kW	's avonds	+ 1.5 kW	– €125.8	– €130.0
③	3.7 kW	's nachts	+ 1.4 kW	– €60.3	– €59.8
④	3.7 kW	's avonds	+ 2.5 kW	– €78.5	– €130.0
⑤	11 kW	's nachts	+ 8.4 kW	+ €270.3	– €59.8
⑥	11 kW	's avonds	+ 9.5 kW	+ €252.2	– €130.0

Tabel 4.3 geeft, gebaseerd op de distributies in Figuur 4.8, de gemiddelde toenames van de gemiddelde maandpiek weer voor de drie beschouwde laadvermogens en de twee laadmomenten ('s avonds en 's nachts). De bijhorende wijziging in de nettarieven wordt zowel voor de digitale meter (DM) als de klassieke meter (KM) gegeven, en dit voor een gemiddelde mobiliteitsvraag van 15.000 km/jaar die 100% thuis wordt opgeladen. Figuur 4.9 visualiseert de wijziging van de nettarieven voor de zes beschouwde situaties in Tabel 4.3.

Er kan geconcludeerd worden dat het thuis opladen van een EV voor de gangbare laadmodi zoals het opladen aan een stopcontact aan 2.3 kW of monofasig laden aan 3.7 kW goedkoper wordt in 2022. De toename van de gemiddelde maandpiek blijft beperkt bij lage laagvermogens, zeker indien er 's nachts opgeladen wordt, waardoor de goedkopere kWh-nettarieven de bijkomende capaciteitskost van het opladen meer dan compenseren. EV-eigenaars die aan een hoog vermogen laden, zien hun nettarieven dan weer significant stijgen door de capaciteitsgerelateerde netkosten. De introductie van het capaciteitstarief bereikt bijgevolg bij EV-eigenaars zeker zijn doel.



Figuur 4.9: Grafische voorstelling op Figuur 4.3 van de gemiddelde wijziging in de nettarieven voor huishoudens met een digitale meter, voor de drie laadvermogens en twee laadmomenten uit Tabel 4.3.

4.2 Warmtepomp

Warmtepompen zijn een energiezuinige manier om gebouwen te verwarmen. Het zijn toestellen die immers reeds aanwezige warmte in de omgeving gebruiken om in de woning af te geven. Warmtepompen doen dit door via een elektrisch aangestuurde pomp als het ware aanwezige warmte uit de warmtebron de woning binnen te pompen. Dit zorgt ervoor dat ze efficiënter en energiezuiniger kunnen zijn dan traditionele elektrische weerstandsverwarming, alhoewel ze ook een hoog jaarlijks verbruik hebben. Hoe kleiner het temperatuurverschil tussen de warmtebron en het verwarmingssysteem, hoe lager het energieverbruik van de warmtepomp, en dus hoe groter de winst. Hierdoor worden warmtepompen aangeraden in goed geïsoleerde woningen met een verwarmingssysteem op lage temperatuur: vloer-, plafond- of muurverwarming met vergrote radiatoren of convectoren.

Verder worden warmtepompen ingedeeld volgens hun warmtebron (bodem, grondwater, lucht) en afgiftesysteem (lucht of water). De typische warmtepompen voor residentiële verbruikers zijn de lucht-luchtwarmtepomp, de lucht-waterwarmtepomp, en de bodem-waterwarmtepomp. Een lucht-luchtwarmtepomp haalt warmte uit buiten- of binnenlucht en brengt het als warmte lucht in de woning binnen. Deze warmtepomp kan ook in de zomer voor actieve koeling zorgen door de woning als warmtebron te beschouwen en deze warmte naar buiten te transporteren. De lucht-waterwarmtepomp haalt warmte uit buiten- of binnenlucht en geeft het af aan het water van de centrale verwarming. Voor de bodem-waterwarmtepomp zijn boringen vereist, waardoor deze minder vaak toegepast wordt bij residentiële verbruikers.

De voornaamste bottlenecks voor warmtepompen in Vlaanderen zijn vandaag driedig.⁶ Ten eerste is de initiële investeringskost voor een warmtepomp nog zeer hoog, zeker in vergelijking met alternatieve verwarmingsbronnen zoals een condensatieketel. Ten tweede zorgen hoge all-in kWh prijzen voor elektriciteit voor een hoge operationele kost. Dit houdt nauw verband met het derde punt: de operationele prijzen voor alternatieve verwarmingsbronnen zijn lager om dezelfde hoeveelheid nuttige warmte te produceren. Denk hierbij aan de gasprijzen voor condensatieketels t.o.v. elektriciteitsprijzen voor warmtepompen. Gezien zowel de investeringskost als de operationele kost voor warmtepompen hoger is dan voor alternatieve verwarmingsbronnen, slaagt de warmtepomp er nog niet in om in Vlaanderen door te breken.

De lagere kost per kWh in de nieuwe tariefstructuur kan bijgevolg de competitiviteit van warmtepompen verhogen door in te spelen op de tweede bottleneck. Bij de digitale meter zal deze competitiviteit afhangen van of de kW-gebaseerde component onder controle gehouden blijft, voor de klassieke meter zal de nieuwe tariefstructuur altijd een daling van de nettarieven teweegbrengen. In deze sectie wordt de impact van de nieuwe tariefstructuur onderzocht voor warmtepompen, waarbij wederom aandacht besteed is aan de verhouding tussen de kWh-component en de kW-component in de nieuwe tariefstructuur voor digitale meters.

⁶European Environmental Bureau, “*Analysis of the affordability of switching to renewable heating for a standardised middle-income family in the EU*”, oktober 2021.

4.2.1 Karakterisering warmtevraag woningen

Het is noodzakelijk eerst de warmtevraag van woningen in Vlaanderen te karakteriseren vooraleer kan overgegaan worden op het bepalen van het typische kWh-verbruik van warmtepompen. Om de warmtevraag van woningen in te schatten, wordt er in deze studie gebruik gemaakt van het E-peil. Het E-peil is een score die aangeeft hoe energiezuinig een gebouw is: hoe lager het E-peil, hoe energiezuiniger het gebouw is.⁷ Het E-peil hangt o.a. af van de thermische isolatie, luchtdichtheid, compactheid, oriëntatie, bezonning, bewuste ventilatieverliezen, evenals de vaste installaties (voor verwarming, warm water, ventilatie, koeling en verlichting). Nieuwbouwwoningen in Vlaanderen met een bouwaanvraag sinds 2006 moeten verplicht een bepaald E-peil halen, waarbij dit verplichte E-peil jaarlijks strenger wordt.

Om een warmtevraag te kunnen linken aan het type woning en het E-peil van die woning, wordt beroep gedaan op twee studies die, in opdracht van het Vlaams Energie- en Klimaatagentschap, uitgevoerd werden door de onderzoeksgroep Bouwfysica verbonden aan de vakgroep Architectuur en Stedenbouw van de Universiteit Gent.

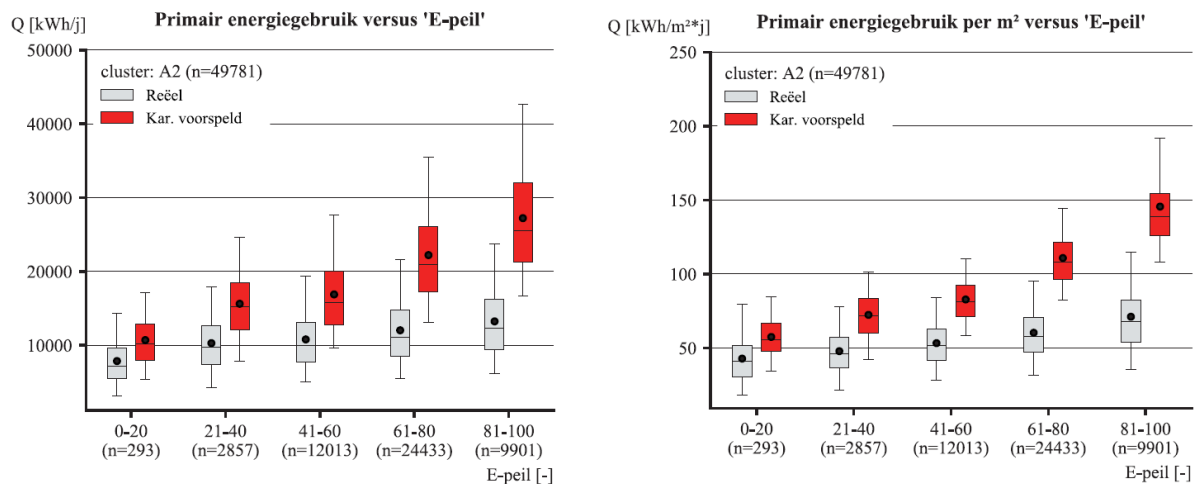
De eerste gebruikte studie is het onderzoek “*Analyse naar de haalbaarheid van statistische modellen die energiegebruik in woningen kunnen voorspellen op basis van gebouwparameters*”.⁸ In deze grootschalige studie wordt gewerkt op basis van gegevens van 135.166 Vlaamse EPB-wooneenheden en 122.680 EPC-wooneenheden. Zowel de belangrijkste gebouwparameters als de jaarlijkse gas- en elektriciteitsverbruiken zijn gekend. De gebouwparameters zijn beschikbaar uit de EPB- of EPC-aangiftes, de reële verbruiken werden bekomen via de netbeheerder.

Uit deze studie gebruiken we de informatie over het primair energieverbruik in (i) wooneenheden met ruimteverwarming en sanitair warm water op aardgas, evenals (ii) wooneenheden enkel maar met ruimteverwarming op aardgas. Dit laat ons toe om zowel de impact van ruimteverwarming en sanitair warm water afzonderlijk te behandelen. Warmtepompen kunnen immers beide functies vervullen, weliswaar met verschillende efficiënties.

Uit het E-peil kan een theoretisch voorspelde warmtevraag van de woning geëxtraheerd worden, wat in de figuren op volgende pagina benoemd wordt als het karakteristiek voorspeld primair energieverbruik (“*Kar. voorspeld*”). Vergelijking met de reële verbruiksdata van de woningen toont echter dat het karakteristiek voorspeld primair energieverbruik sterk afwijkt van de reële geobserveerde waarden; zeker voor woningen met een hoog E-peil wordt het primair energieverbruik met de karakteristiek sterk overschat. Merk verder wel de enorme spreiding die zit op het werkelijk verbruik, die zelfs aanwezig is voor woningen waarvoor het E-peil een identiek verbruik voorspeld. Om indicatief te kunnen werken, wordt in het vervolg van deze studie gewerkt met het gemiddeld primair energieverbruik per m² voor verschillende E-peilen.

⁷Vlaams Energie- en Klimaatagentschap, E-peil.

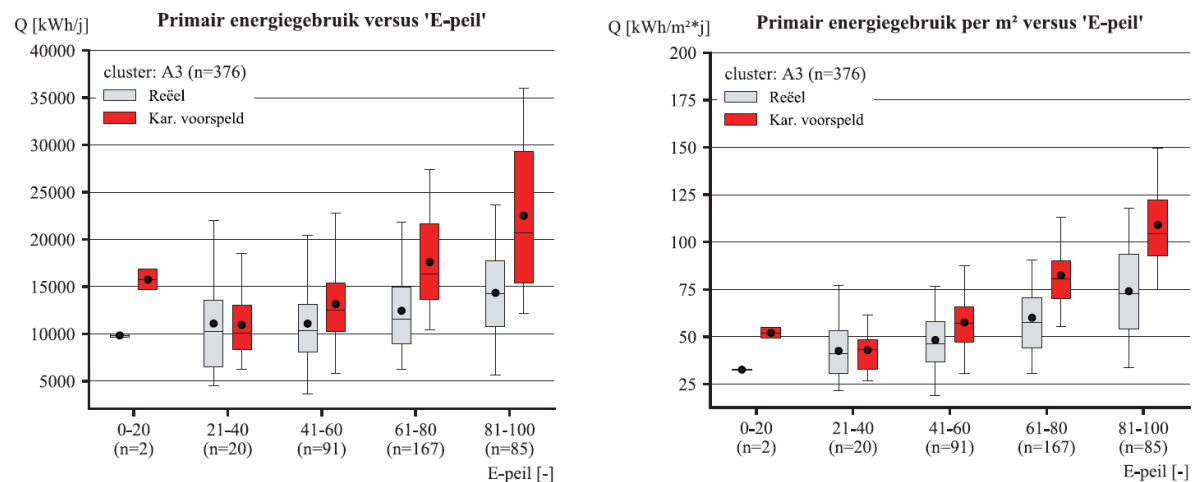
⁸Van Hove, M., Delghust, M., Janssens, A. (2021). “*Analyse naar de haalbaarheid van statistische modellen die energiegebruik in woningen kunnen voorspellen op basis van gebouwparameters*”



Figuur 4.10: Boxplot van het karakteristiek jaarlijks primair energiegebruik voor ruimteverwarming en sanitair warm water productie en het reëel jaarlijks primair aardgasgebruik voor woningen die zowel een gas- als elektriciteitssteler hebben in functie van het E-peil. (links: absoluut, rechts: genormaliseerd volgens woninggrootte).⁶

Figuur 4.10, afkomstig uit deze studie, geeft voor 49.781 woningen die zowel hun sanitair warm water produceren op gas als met gas verwarmen, het voorspelde primair aardgasgebruik volgens het E-peil van de woning weer. Dit wordt in dezelfde figuur vergeleken met het reële verbruik. Daartegenover geeft Figuur 4.11 het reële en voorspelde aardgasgebruik voor 376 woningen die op gas verwarmen, maar niet hun sanitair warm water op gas produceren.

Merk op dat de samplegrootte voor woningen die gas gebruiken zoals voor ruimteverwarming relatief beperkt is ($n = 376$). De oorspronkelijke auteurs van dit onderzoek waarschuwen dan ook over het nemen van generieke conclusies uit dit beperkte sample. De gemiddeldes uit de samples per E-peil gegeven in Figuren 4.10 en 4.11 waar tijdens het vervolg van deze studie op wordt verdergewerkt, worden gegeven in Tabel 4.4 op de volgende pagina.



Figuur 4.11: Boxplot van het karakteristiek jaarlijks primair energiegebruik voor ruimteverwarming en het reëel jaarlijks primair aardgasgebruik voor woningen die zowel een gas- als elektriciteitssteler hebben in functie van het E-peil. (links: absoluut, rechts: genormaliseerd volgens woninggrootte).⁶

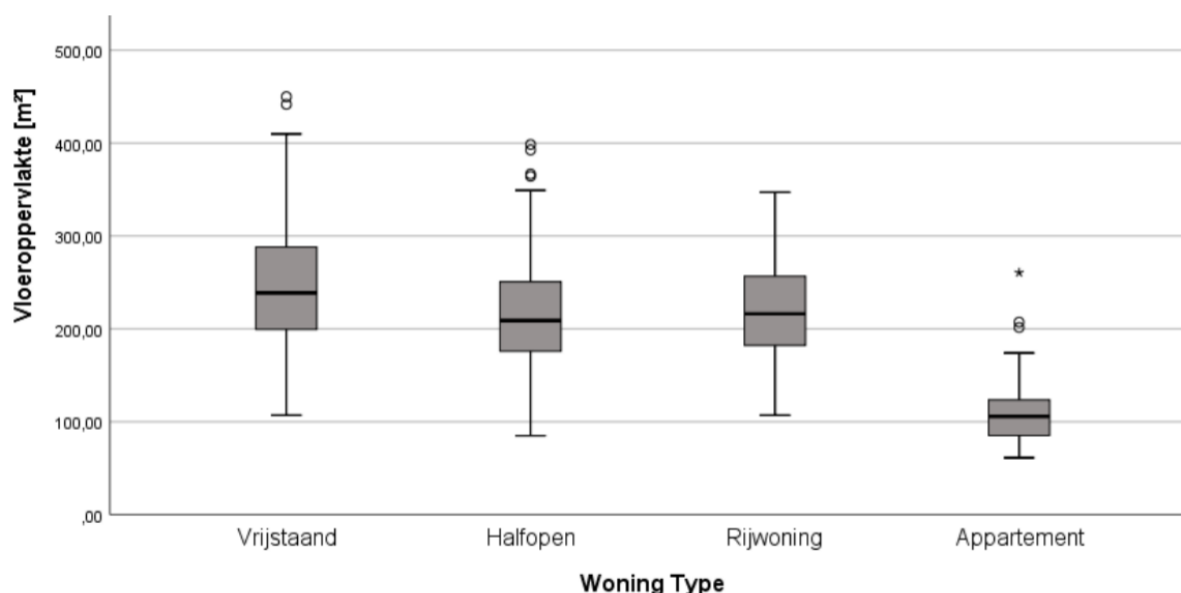
Tabel 4.4: Beschouwde gemiddelde genormaliseerd reël jaarlijks primair aardgasgebruik voor ruimteverwarming (RV) en/of sanitair warm water (SWW) productie, gebaseerd op Figuren 4.10 en 4.11.

[†]De auteurs waarschuwen dat de sample voor huishoudens die enkel gas gebruiken voor ruimteverwarming beperkt is, en er dus geen betrouwbare conclusies getrokken kunnen worden.⁸

E-peil	Primair aardgasverbruik	
	RV en SWW	Enkel RV [†]
0 – 20	42 kWh/m ²	31 kWh/m ²
21 – 40	47 kWh/m ²	42 kWh/m ²
41 – 60	54 kWh/m ²	48 kWh/m ²
61 – 80	62 kWh/m ²	62 kWh/m ²
81 – 100	74 kWh/m ²	74 kWh/m ²

De tweede gebruikte studie betreft een onderzoek voorafgaand aan deze grootschalige studie, getiteld “Onderzoek naar de relatie tussen het E-peil, het berekende energieverbruik in de EPB-aangifte en het werkelijke energieverbruik op basis van enquêtegegevens en gegevens opgevraagd bij de netbeheerder”.⁹

In dit onderzoek werd de data aangevuld met enquêtegegevens, o.a. over de woningtypologie. Op basis van de vloeroppervlaktes per woningtype gegeven in Figuur 4.12, gecombineerd met de gemiddelde primaire aardgasverbruiken per E-peilniveau gegeven in Tabel 4.4, kan de gemiddelde warmtevraag per type woning en per E-peilniveau opgesteld worden o.b.v. reële data. We beschouwen voor het vervolg van de studie enkel woningen met aardgas voor ruimteverwarming en sanitair warm water, gezien de andere sample te beperkt is. Vrijstaande woningen worden illustratief behandeld, de conclusies voor rij- of halfopen woningen zijn analoog.



Figuur 4.12: Vloeroppervlaktes per woningtypologie.⁸

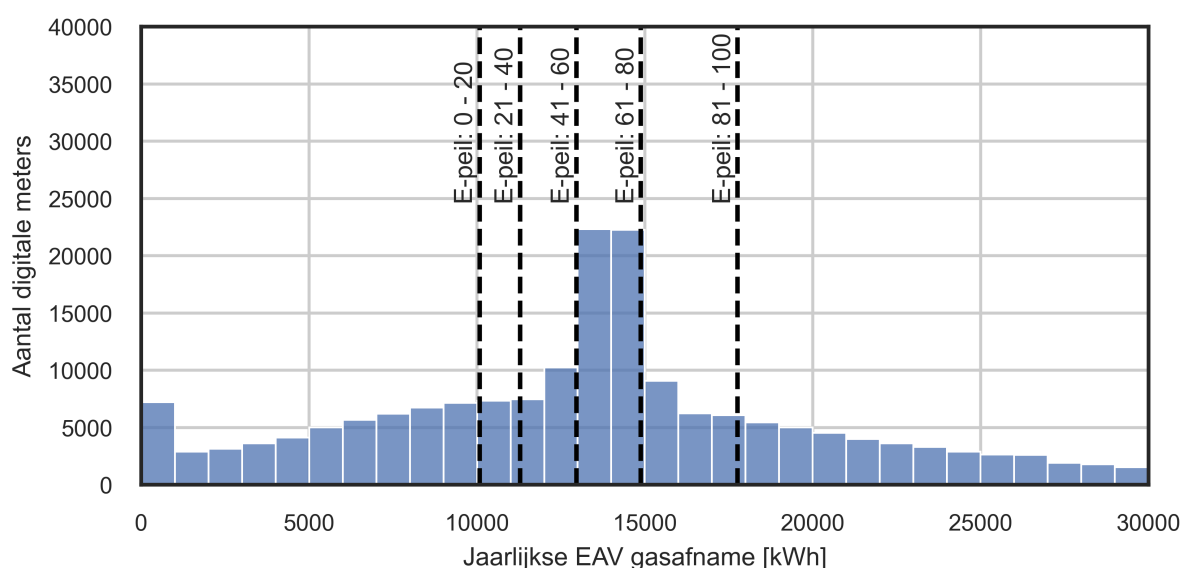
⁹Verbruggen, S., Delghust, M., Janssens, A. (2019). “Onderzoek naar de relatie tussen het E-peil, het berekende energieverbruik in de EPB-aangifte en het werkelijke energieverbruik op basis van enquêtegegevens en gegevens opgevraagd bij de netbeheerder”

Tabel 4.5: Verondersteld gemiddeld jaarlijks aardgasverbruik (kWh/jaar) voor ruimteverwarming en sanitair warm water productie voor een vrijstaande woning en een rijwoning.

E-peil	Primair aardgasverbruik	
	Vrijstaande woning	Rijwoning
0 – 20	10.080	9.240
21 – 40	11.280	10.340
41 – 60	12.960	11.880
61 – 80	14.880	13.640
81 – 100	17.760	16.280

De aannames uit deze twee studies kunnen worden gecombineerd en leiden tot de gemiddelde gasverbruiken gegeven in Tabel 4.5 voor vrijstaande woningen en rijwoningen, opsplitst per E-peil niveau. Deze aardgasverbruiken staan bijgevolg volledig in voor de ruimteverwarming en het sanitair warm water.

Ter validatie van de bekomen resultaten voor het gemiddeld aardgasverbruik voor woningen van een bepaald E-peil niveau, worden de vijf gasverbruiken op jaarbasis voor alleenstaande woningen vergeleken met een reële gasverbruiken. Hiervoor wordt beroep gedaan op de dataset van digitale meters in Vlaanderen, waar eveneens een schatting van het gasverbruik op jaarniveau is opgenomen. Deze dataset bevat informatie van 192.896 huishoudens zonder zonnepanelen met een jaarlijks elektrisch verbruik kleiner dan 20.000 kWh, wiens gasverbruik tussen de 0 en 50.000kWh/jaar ligt. Het resultaat van deze validatie is gegeven in Figuur 4.13. De vrijstaande woningen met E-peil 41–60 en 61–80 bevatten de piek van de distributie, hogere E-peilen liggen in de staart van de distributie. De beschouwde jaarverbruiken voor aardgas zijn bijgevolg logisch om mee verder te werken.



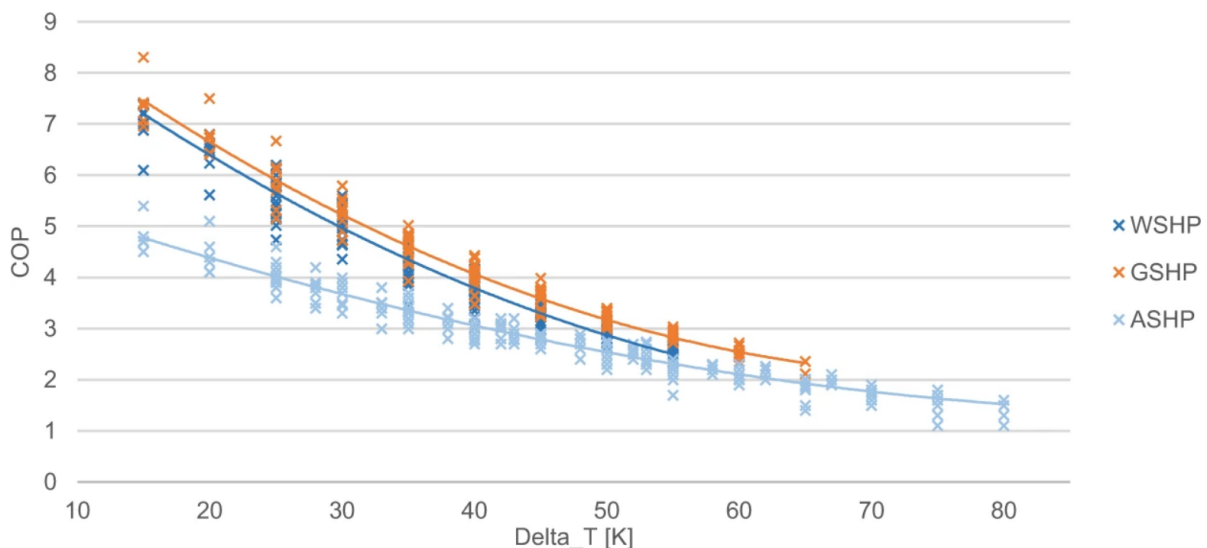
Figuur 4.13: Validatie van de veronderstelde gemiddelde jaarafnames van vrijstaande woningen per E-peil niveau gegeven in Tabel 4.5, op basis van de distributie van de Estimated Annual Volumes gasafnames opgenomen in de dataset van digitale meters.

Om het elektrisch verbruik van diverse types warmtepompen in deze woningen met een gegeven gasverbruik te bepalen, moet berekend worden wat het verbruik is indien deze warmtevraag door een warmtepomp voorzien worden i.p.v. op gas. Hierbij wordt verondersteld dat de efficiëntie van de omzetting van gas naar warmte 100% is, en dat de kWh-warmtevraag op jaarbasis dus gelijk is aan het kWh-gasverbruik op jaarbasis.

Warmtepompen verbruiken echter minder energie, gezien ze warmte uit de omgeving onttrekken. Om de efficiëntie van warmtepompen te bespreken, wordt vaak gesproken over de COP of SCOP, respectievelijk de ‘coefficient of performance’ of ‘seasonal coefficient of performance’. De COP geeft informatie over hoeveel elektriciteit omgezet wordt in nuttige warmte. Traditionele elektrische verwarming werkt met een COP van 1; 1 kWh elektriciteit wordt omgezet in 1 kWh warmte. De COP van warmtepompen is echter afhankelijk van het type warmtebron, evenals het temperatuursverschil tussen de warmtebron uit de omgeving en de beoogde temperatuur van afgifte.

Om deze afhankelijkheid van het temperatuursverschil tussen warmtebron en de afgiftebron te illustreren, wordt beroep gedaan op wetenschappelijke literatuur, meer specifiek op een studie die gepubliceerd werd in *Nature*.¹⁰ Figuur 4.14 geeft een overzicht van hoe de COP evolueert voor verschillende warmtebronnen en voor verschillende temperatuursverschillen ΔT .

De meest frequent gebruikte warmtepompen in residentiële toepassingen zijn de air-source warmtepompen (ASHP), nl. de lucht-luchtwarmtepomp en de lucht-waterwarmtepomp. De COP van dit type warmtepomp varieert van 5 voor zeer lage ΔT tot een COP van 2 voor hoge ΔT . Met andere woorden, in koude wintermaanden zal het nodig zijn meer kWh elektriciteit te voorzien voor dezelfde hoeveelheid kWh warmte te produceren met een warmtepomp dan in de zomer.



Figuur 4.14: Schatting van de ΔT versus COP-curves van warmtepompen. Er werden kwadratische regressies uitgevoerd op fabrikantsgegevens, waarbij onderscheid wordt gemaakt tussen warmtepompen met omgevingslucht (ASHP), de bodem (GSHP) en water (WSHP) als warmtebron.

¹⁰Ruhnau, O., Hirth, L., & Praktijnjo, A. (2019). “Time series of heat demand and heat pump efficiency for energy system modeling”. *Scientific data*, 6(1), 1-10.

Omdat de COP varieert afhankelijk van de temperatuur van de warmtebron en dus seizoensafhankelijk is, spreekt men vaak eerder over de SCOP om warmtepompen te vergelijken. De SCOP is de seizoenale uitmiddeling van de COP, en is m.a.w. een karakteristiek om te beschrijven welke efficiëntie de warmtepomp gemiddeld haalt op jaarbasis.

Tabel 4.6 geeft op basis van deze studie de SCOP, uitgemiddeld voor omgevingstemperaturen voor België van 2008–2018 voor lucht-waterwarmtepompen. Deze warmtepomp kan zowel sanitair warm water als ruimteverwarming voorzien (via vloerverwarming of radiatoren), waardoor de vergelijking opgaat met de huishoudens die zowel ruimteverwarming en sanitair warm water op gas voorzien. Voor vloerverwarming veronderstelt de studie een referentie afgiftetemperaatuur van 30°, tegenover een standaard afgiftetemperaatuur van 40° voor radiatoren.¹¹ Voor warm water werd een standaardtemperaatuur van 50° verondersteld o.b.v. metingen bij Duitse huishoudens.

De studie bevat geen informatie over de efficiëntie van lucht-luchtwarmtepompen. Deze zijn minder efficiënt en kunnen geen sanitair warm water voorzien. Toch worden ze vaak gebruikt omdat hun investeringskost significant lager is dan de meer efficiënte lucht-waterwarmtepomp. Bovendien kunnen ze ingezet worden voor actieve koeling in de zomer. Voor dit type warmtepompen doen we beroep op een studie van VITO, waar een SCOP van 2.6 bekomen wordt voor de typische lucht-lucht warmtepomp in Vlaanderen.¹² Sanitair warm water bij een lucht-luchtwarmtepomp moet voorzien worden via een tweede systeem. Dit kan een warmtepompboiler zijn, die dan eveneens met een efficiëntie van 2.70 zal werken.

Om het jaarlijks verbruik van de warmtepompen in te schatten wordt verondersteld dat 80% van de warmtevraag bedoeld is voor ruimteverwarming, waarbij de overige 20% van de warmte ingezet wordt voor het sanitair warm water. Er wordt voor de eenvoud geen onderscheid meer gemaakt tussen de vloerverwarming of radiatoren als afgiftebron, en er wordt voor de eenvoud een SCOP van 3.70 beschouwd voor de lucht-waterwarmtepompen voor het vervolg van de studie.

Tabel 4.6: Gemiddelde SCOP van lucht-waterwarmtepompen voor afgifte aan vloerverwarming, radiatoren, of het produceren van warm water, berekend voor de periode 2008–2018.⁹ Bron voor de SCOP van lucht-luchtwarmtepompen met lucht als afgiftebron: VITO.¹¹

Afgiftebron	SCOP
Vloerverwarming	3.83
Radiatoren	3.60
Warm water	2.70
Lucht	2.60

¹¹Deze temperaturen van 30° en 40° voor de afgiftetemperaatuur werden in de studie nog bijkomend gecorrigeerd afhankelijk van de omgevingstemperaatuur, dit om de warmtevragen te laten evolueren i.f.v. de buitentemperaatuur.

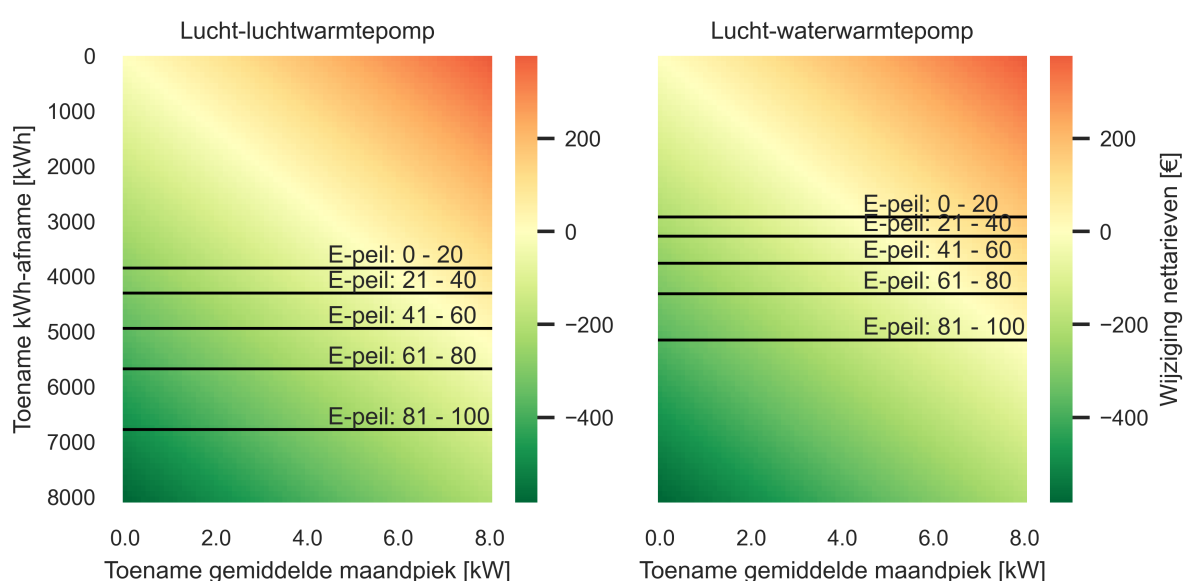
¹²Inventaris hernieuwbare energiebronnen, VITO, januari 2016.

Met de SCOP in Tabel 4.6 en de aardgasverbruiken in Tabel 4.5 kan een gemiddelde toename van het elektriciteitsverbruik voor verschillende types woningen bekeken worden indien ze met een bepaald type warmtepomp zouden voorzien in hun ruimteverwarming en sanitair warm water, i.p.v. op gas. Tabel 4.7 geeft de toenames van het elektriciteitsverbruik in de beschouwde alleenstaande woningen. De toename van de gemiddelde maandpiek zal echter afhankelijk zijn van het type warmtepomp en de dimensionering ervan.

Tabel 4.7: Gemiddelde toename van het elektrisch verbruik voor alleenstaande woningen van 240 m² indien er met een warmtepomp zou voorzien worden in ruimteverwarming en sanitair warm water.

E-peil	Lucht-luchtwarmtepomp	Lucht-waterwarmtepomp
0–20	3.848 kWh/jaar	2.926 kWh/jaar
21–40	4.306 kWh/jaar	3.274 kWh/jaar
41–60	4.948 kWh/jaar	3.762 kWh/jaar
61–80	5.681 kWh/jaar	4.320 kWh/jaar
81–100	6.780 kWh/jaar	5.156 kWh/jaar

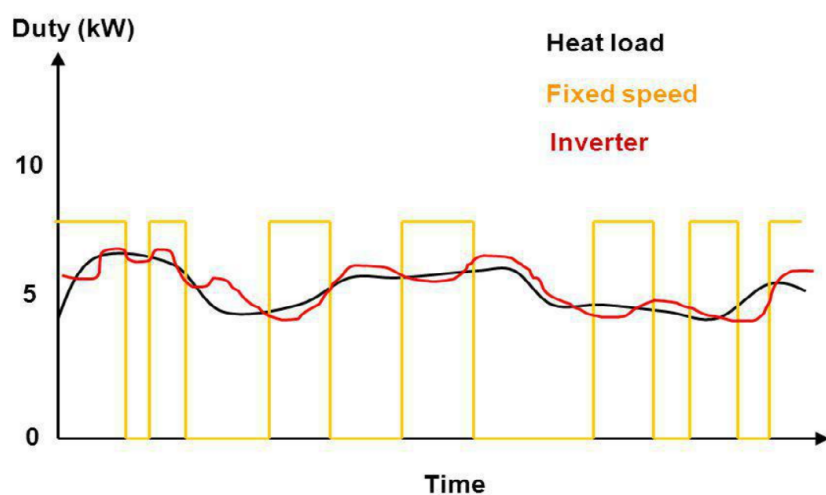
Analoog aan de impactanalyse voor elektrisch voertuigen in Sectie 4.1, kan de impact van een warmtepomp ook op een 2D-figuur voorgesteld worden. Op de ene as wordt het elektrisch verbruik voorgesteld dat door de warmtepomp afgenomen wordt, op de andere as wordt de toename van de gemiddelde maandpiek voorgesteld. Voor de eenvoud wordt er verondersteld dat de woning in 2021 een enkelvoudige meter had, zodat er geen onderscheid tussen dag- of nachtdistributietarieven moet gemaakt worden. Figuur 4.15 geeft deze 2D-figuur weer, waar de opsplitsing gemaakt is tussen de lucht-luchtwarmtepomp en de lucht-waterwarmtepomp. Het elektrisch verbruik voor de beschouwde vrijstaande huishoudens i.f.v. hun E-peil zijn aangeduid. Het dient duidelijk te zijn dat voor de gangbare vermogens van residentiële warmtepompen (enkele kW), de wijzigende tariefstructuur een positieve evolutie betekent voor hun nettarieven.



Figuur 4.15: Wijziging van de nettarieven voor huishoudens die met een warmtepomp verwarmen en sanitair warm water produceren, indien ze in 2021 op een enkelvoudige teller zaten.

4.2.2 Toename gemiddelde maandpieken

We beschouwen de twee voornaamste types warmtepompen. Enerzijds bestaan er de traditionele on/off warmtepompen, anderzijds zijn er de meer recente modulerende warmtepompen. Traditionele warmtepompen werken met een zogenaamd on/off systeem; ze werken ofwel niet, ofwel aan vol vermogen als er warmte moet geleverd worden. Daartegenover zijn er de laatste jaren ook meer modulerende warmtepompen beschikbaar op de markt. Deze kunnen hun gevraagd vermogen aanpassen in functie van de warmtevraag, dus thermostaat-geregeld. Dit maakt deze warmtepompen niet alleen efficiënter in hun verbruik, maar zullen ook een voordeel hebben bij de introductie van het capaciteitstarief. Figuur 4.16 toont het verschil in controlestrategie tussen een on/off warmtepomp en een moduleerbare warmtepomp, en wat dit betekent voor het piekvermogen in de tijd.¹³



Figuur 4.16: On/off warmtepomp tegenover een moduleerbare warmtepomp, gegeven de warmtevraag.¹²

Eerst worden de traditionele warmtepompen besproken aan de hand van een illustratief voorbeeld. Beschouw hiervoor een woning met een on/off lucht-waterwarmtepomp van 5 kW. Met deze warmtepomp slaagt de woning er een volledig jaar in om de volledige warmtevraag te dekken. In een worst-case scenario betekent dit echter, gezien de warmtepomp altijd aan 100% vermogen werkt, dat deze warmtepomp elke maand een toename van de maandpiek van 5 kW zal veroorzaken. Hierdoor verhoogt de gemiddelde maandpiek ook met 5 kW.

Let wel, de toename van de gemiddelde maandpiek met 5 kW is een zeer worst-case scenario. Een typisch huishouden verwarmt maar zeven van de twaalf maanden per jaar. In de resterende vijf maand voorziet de warmtepomp enkel de functie voor sanitair warm water, waar de voornaamste piek veroorzaakt wordt door de anti-legionella werking. Hierbij wordt het water minstens tot 60° C verwarmd, wat ook 's nachts kan gebeuren. Indien dit het geval is, zal gedurende enkele maanden de toename van de maandpiek gering zijn. Indien de warmtepomp enkel ingezet wordt voor ruimteverwarming gedurende zeven maand per jaar neemt de gemiddelde maandpiek op jaarbasis zelf in het worst-case scenario maar met 2.9 kW toe.

¹³Jeewood, J. (2014). "Air Source Heat Pumps"

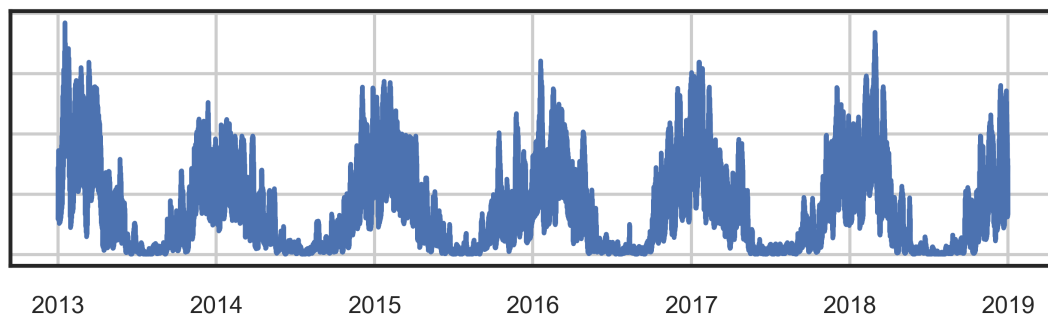
Het is echter zo dat gezien hun hoge investeringskost veel warmtepompen vaak ondergedimensioneerd zijn (bv. 4.5 kW of 4 kW tegenover de 5 kW uit het voorbeeld hiervoor). Deze warmtepompen zijn dan voorzien van een elektrische weerstand om bij te verwarmen indien de ondergedimensioneerde warmtepomp niet voldoende warmte kan voorzien. Typisch gezien zal meer dan 95% van de tijd de warmtepomp de warmtevraag zelf kunnen voorzien, en zal er niet moeten bijverwarmd worden. Echter, op zeer koude winterdagen zal de elektrische bijverwarming aangesproken moeten worden.

Gezien de COP van het elektrisch bijverwarmen lager is dan de COP van de warmtepomp op dat moment, is er meer vermogen nodig voor de elektrische bijverwarming. Beschouw hiervoor een woning waar men de warmtepomp onderdimensioneert: een warmtepomp met 4 kW i.p.v. 5 kW vermogen. Op zeer koude dagen ($\Delta T = 40^\circ$) zal de COP van de beschouwde warmtepomp nog steeds 3 bedragen zoals te zien is op Figuur 4.14. Om dezelfde hoeveelheid warmte te leveren met de 4 kW warmtepomp gecombineerd met elektrische bijverwarming, is echter 4 kW (warmtepomp met COP 3) + 3 kW (elektrische bijverwarming met COP 1) nodig. Er is dus een toename van de piek met 7 kW t.o.v. de 5 kW van de oorspronkelijke 5 kW warmtepomp die perfect gedimensioneerd was. Het inefficiënt elektrisch bijverwarmen aan een COP van 1 zorgt in dit geval voor een bijkomende piek van 3 kW bovenop het nominaal vermogen van 4 kW van de warmtepomp.

Indien er aangenomen wordt dat er maximaal twee maanden per jaar elektrisch bijgestookt moet worden tijdens zeer koude maanden, dan kan het verschil in de gemiddelde maandpiek berekend worden tussen deze twee gevallen. In een worst-case scenario neemt de gemiddelde maandpiek van de 5 kW warmtepomp toe met 5 kW, terwijl de toename van de gemiddelde maandpiek voor de 4 kW warmtepomp in dit geval 4.5 kW is. Immers, de toename van de maandpiek is 4 kW gedurende 10 maanden, en de overige 2 maanden wordt er een maandpiek van 7 kW verondersteld door het elektrisch bijverwarmen.

De bewuste consument die zijn warmtepomp ondergedimensioneerd heeft wegens de hoge investeringskost, heeft dus ook bij het capaciteitstarief nog steeds een voordeel. Immers, omdat er gewerkt wordt met de gemiddelde maandpiek over de laatste twaalf maanden blijft de invloed op de gemiddelde maandpiek van het elektrisch bijverwarmen gedurende het stookseizoen redelijk beperkt.

Hierbij is het wel noodzakelijk om de terugkoppeling te maken naar één van de richtsnoeren van de tariefmethodologie, namelijk het aspect van de kostenreflectiviteit. De woning die zijn warmtepomp onderdimensioneert en elektrisch bijverwarmt is met de nieuwe tariefstructuur voordeliger af dan een equivalente woning die zijn warmtepomp perfect dimensioneert. Echter, de lagere efficiëntie van het elektrisch bijverwarmen zorgt voor een groter instantane piekvermogen. Dit instantane piekvermogen is echter wel net de voornaamste kostendrijver die door de netbeheerder beschouwd wordt voor de dimensionering van het net.



Figuur 4.17: Genormaliseerd residentieel warmtevraagprofiel 2013 – 2018.⁹

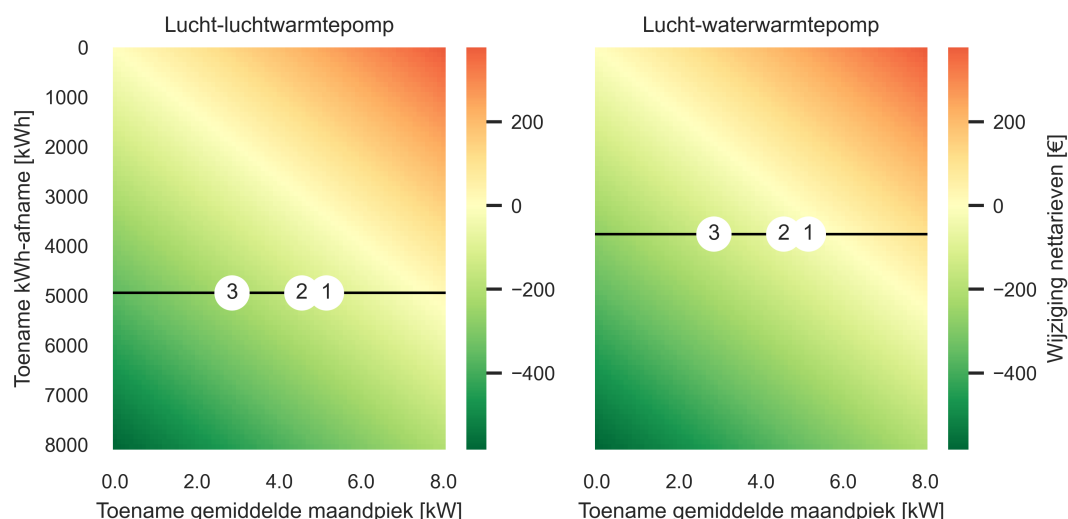
Finaal beschouwen we de modulerende warmtepomp. Een modulerende warmtepomp is in tegenstelling tot de klassieke warmtepomp in staat zijn vermogen te moduleren, traditioneel tussen 30% en 100% van het nominaal vermogen. Indien tijdens de zomermaanden de warmtevraag laag is en enkel bedoeld is voor het verwarmen van sanitair warm water, kan de modulerende warmtepomp aan een lager vermogen werken. Deze lagere warmtevraag tijdens de zomermaanden is ook consistent zichtbaar in residentiële warmtevraagprofielen voor België. Een genormaliseerd residentieel warmtevraagprofiel is gegeven in Figuur 4.17.¹⁴

Het dient duidelijk te zijn dat een modulerende warmtepomp na de introductie van het capaciteitstarief een groot voordeel biedt. Een warmtepomp van 5 kW kan voor een gemiddeld beschouwd huishouden de warmtevraag voorzien met een toename van de gemiddelde maandpiek van slechts 2.7 kW. Deze beperkte stijging van de gemiddelde maandpiek is voornamelijk te verklaren door het uitmiddelen van de hoge pieken in de wintermaanden ten opzichte van de lage vraag tijdens de zomermaanden waar enkel het verwarmen van sanitair warm water moet voorzien worden. Ook hier kan tijdens de zomermaanden een relatief hoog vermogen gevraagd worden voor de anti-legionella cyclus voor het sanitair warm water. Door dit 's nachts te plannen, wordt het piekvermogen ook dan onder controle gehouden.

De relatieve ordening van de drie besproken voorbeelden is grafisch uitgezet in Figuur 4.18 op de volgende pagina, zowel voor een lucht-luchtwarmtepomp als voor een lucht-waterwarmtepomp op het verbruik uit Figuur 4.15 dat overeenstemt met een woning met E-peil 41–60. Situatie ① stelt de warmtepomp van 5 kW voor, terwijl ② de ondergedimensioneerde warmtepomp van 4 kW voorstelt waar er in de winter elektrisch bijverwarmd wordt. Finaal stelt ③ een modulerende warmtepomp voor.

Analoog aan de analyse voor de elektrische wagen is het echter ook nodig hier nog een vierde element aan toe te voegen: het potentieel voor piekbehoudend gebruik van een warmtepomp. Indien de warmtepomp piekbehoudend kan ingezet worden, dan leidt dit voor de beschouwde situatie tot een jaarlijkse besparing t.o.v. 2021 van €274 en €360 voor een lucht-water- of een lucht-luchtwarmtepomp respectievelijk door de dalende kWh-tarieven.

¹⁴‘When2Heat data package’, open-source dataset beschikbaar onder MIT License.



Figuur 4.18: Grafische voorstelling van waar de drie besproken voorbeelden (on/off warmtepomp, on/off warmtepomp met elektrische weerstand, modulerende warmtepomp) zich bevinden op Figuur 4.15 voor een kWh-toename consistent met een alleenstaande woning met E-peil 41–60.

Om een warmtepomp piekbehoudend te gebruiken moet er beroep gedaan worden op actieve sturing. Zowel bij de ruimteverwarming als productie van sanitair warm water wordt hier dan gebruik gemaakt van de zogenaamde thermische inertie: er is een minimaal verlies aan thermisch comfort door het tijdelijk afschakelen van de warmtepomp indien een vooraf ingesteld piekvermogen zou overschreden worden. Warmte verdwijnt immers niet onmiddellijk indien de bron afgeschakeld wordt, de temperatuur daalt maar langzaam in een goed geïsoleerde woning.

Er is echter geen generiek antwoord te bieden op welke manier er piekbehoudend gebruik kan gemaakt worden van een warmtepomp, en of dit piekbehoudend potentieel effectief bereikt kan worden. Dit hangt immers af van diverse factoren van zowel het huishouden als de woning, o.a. het type warmtepomp, eventuele aanwezigheid van een bijkomende elektrisch weerstand, de isolatie, de te vervullen functies van de warmtepomp (ruimteverwarming en/of sanitair warm water), aanwezigheid van de bewoners overdag en ‘s avonds evenals het verwachte niveau van thermisch comfort, etc. We kunnen wel enkele potentiële strategieën meegeven:

- Sanitair warm water ‘s nachts warmer opwarmen dan gewenst om overdag en ‘s avonds geen bijkomende vraag voor sanitair warm water te moeten voorzien;
- Anti-legionella cyclus ‘s nachts plannen om gelijktijdigheid met reguliere verwarming te vermijden;
- Overdag bij laag verbruik in de woning zelf de leefruimtes in de woning hoger verwarmen dan nodig, om ‘s avonds te vermijden dat er bijgestookt moet worden.

We verwijzen hier opnieuw naar de bestaande premie voor sturing van elektrische verwarming die residentiële verbruikers kan helpen het besparingspotentieel van het piekbehoudend gebruik van een warmtepomp te realiseren, evenals de niet-limitatieve lijst met sturingsapparaten die op de markt beschikbaar zijn op maakjemeterslim.be, die nu reeds gebruikers kunnen helpen.¹⁵

¹⁵Maakjemeterslim.be, lijst producten die in aanmerking komen voor premie Sturing Elektrische Verwarming.

Als conclusie geldt dat de nieuwe tariefstructuur zeer gunstig is voor huishoudens met een warmtepomp indien de woning hiervoor geschikt is: verwarmen op lage temperaturen en goed geïsoleerd. Eigenaars van warmtepompen met een klassieke meter zien hun nettarieven altijd dalen door de dalende kWh-bijdragen. Eigenaars met een digitale meter zullen hun nettarieven ook zien dalen indien hun warmtepomp niet overgedimensioneerd is, waarbij de grootte van de daling zal afhankelijk zijn van de aansturing van de warmtepomp. De traditionele on/off warmtepompen zullen elke maand hoge toenames van de maandpiek veroorzaken, waardoor de winst door de lagere kWh-tarieven in de nieuwe tariefstructuur deels tenietgedaan wordt. Daarentegen zijn modulerende warmtepompen die hun vermogen kunnen aanpassen naargelang de warmtevraag de grote winnaars bij de introductie van het capaciteitstarief, zeker indien deze gecombineerd worden met actieve sturing om waar mogelijk piekbehoudend te werken. Warmtepompen die op deze manier kunnen worden aangestuurd worden dus veel competitiever na de introductie van het capaciteitstarief.

4.3 Thuisbatterij

De afgelopen maanden is er grote maatschappelijke interesse geweest in thuisbatterijen in combinatie met zonnepanelen. Waar het aantal aangemelde batterijen in 2020 slechts 337 bedroeg, werden in 2021 al 11.174 batterijen gemeld tot begin november.¹⁶ De voornaamste oorzaken hiervan zijn de hoge elektriciteitsprijzen gecombineerd met de afschaffing van de terugdraaiende teller voor huishoudens met een digitale meter. Tot nu toe was de voornaamste meerwaarde van thuisbatterijen in de mogelijkheid om de eigen opgewekte energie uit de zonnepanelen meer zelf te verbruiken.

Een typisch huishouden met een traditioneel gedimensioneerde PV-installatie heeft immers een zelfverbruik van 30%.¹⁷ Dit wil zeggen dat 30% van de opgewekte energie instantaan kan gebruikt worden, de overige 70% wordt teruggestuurd in het net. Een batterijsysteem met traditionele dimensionering (1 kWh capaciteit per MWh opbrengst op jaarbasis) laat toe om het zelfverbruik substantieel te verhogen, tot zelfs 60 of 70%. We beschouwen de gemiddelde kost voor afname in 2021 als 26 c€/kWh. Sinds 1 januari 2021 is er de mogelijkheid om een terugleververgoeding te ontvangen bij sommige energieleveranciers, waar men gemiddeld 6 c€/kWh geïnjecteerde energie krijgt. In 2021 bedraagt de winst per kWh zelfverbruik dus 20 c€/kWh.

In de nieuwe tariefstructuur wordt de kWh-afname echter goedkoper, en wordt er een capaciteitstarief toegevoegd. Waar de gemiddelde afname in 2021 26 c€/kWh bedroeg, wordt dit in 2022 met een digitale meter 19 c€/kWh. De winst per bijkomende kWh zelfverbruik door het toevoegen van een batterijsysteem daalt bijgevolg tot slechts 14 c€/kWh, gezien de terugleververgoeding dezelfde 6 c€/kWh verondersteld wordt. Voor huishoudens die reeds een batterijsysteem aangeschaft hebben, zal het bijgevolg nodig zijn om deze op een andere manier te gaan aansturen in 2022 om tot een gelijkaardig rendement als gedurende 2021 te komen.

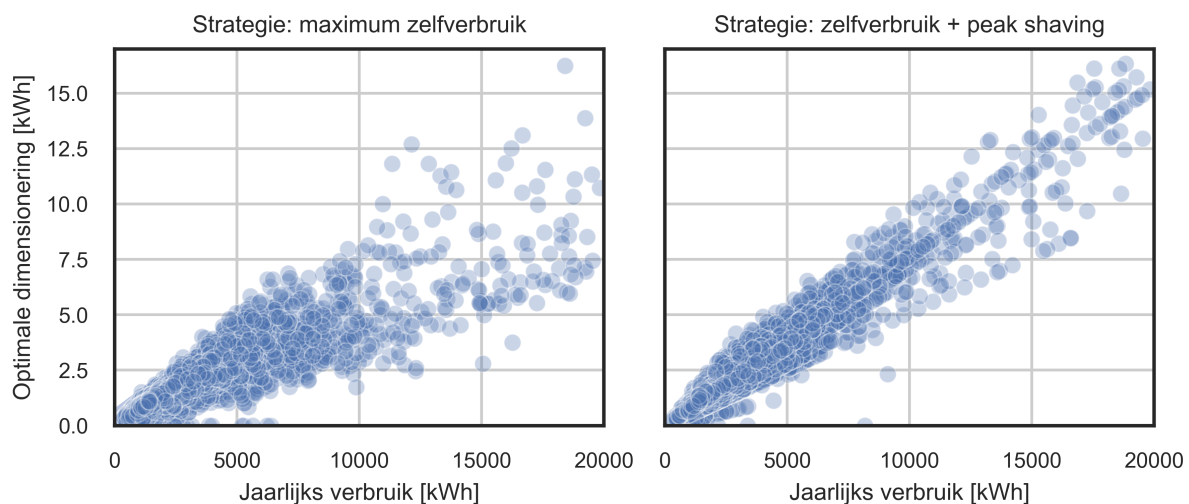
¹⁶vrtnws.be, “Thuisbatterijen verkopen als zoete broodjes door hoge elektriciteitsprijzen en afgeschafte terugdraaiende teller”

¹⁷TeTra-project ‘Decongestie van het distributienet door decentrale opslag’.

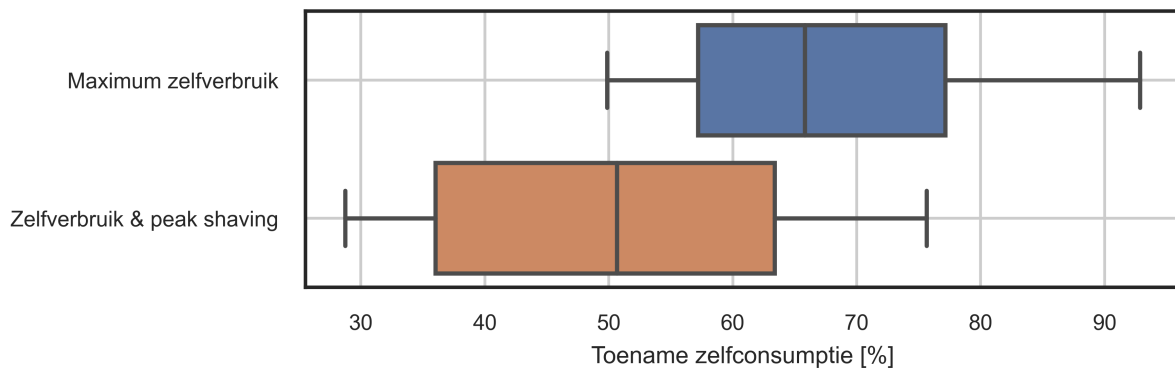
Waar batterijen momenteel volledig ingezet worden om het zelfverbruik te maximaliseren van de PV-installatie, is het in de toekomst nodig om deze ook in te gaan zetten op vermogenspieken te gaan opvangen. Dit wordt vaak aangeduid met de Engelse term “peak shaving”. Om aan peak shaving te doen, is het noodzakelijk om met een Energie Management Systeem (EMS) te werken, waar de batterij een signaal krijgt te ontladen wanneer een vooraf ingesteld grenswaarde van het vermogen overschreden wordt. Er wordt dan typisch gezien een bepaald percentage van de batterij gereserveerd om aan peak shaving te doen, en het overige gedeelte van de batterij wordt gebruikt om de zelfconsumptie te maximaliseren. Er wordt telkens gezorgd dat de batterij bijvoorbeeld altijd minstens 25% vol is om vermogenspieken te gaan opvangen die dan eerder ‘s avonds en ‘s nachts voorkomen.

Het is duidelijk dat een batterijsysteem om aan peak shaving te doen niet voor iedereen interessant is. Indien vermogenspieken langdurend optreden, kan een batterij deze niet volledig opvangen vooraleer deze geen beschikbare energie meer heeft om te leveren. Denk hierbij aan het opladen van een elektrisch voertuig (Sectie 4.1) of aan het verwarmen met een warmtepomp (Sectie 4.2). Bij deze grootverbruikers is het beter om in te zetten op het flexibel opladen van het EV of het slim aansturen van de warmtepomp in plaats van te proberen de vermogenspieken op te vangen met een batterijsysteem.

Ter illustratie van de impact van de lagere kWh-tarieven worden optimaal gedimensioneerde batterijsystemen beschouwd voor de residentiële verbruikers in de dataset met een traditioneel gedimensioneerde PV-installatie, waarbij een gemiddelde aankoopprijs van de batterij verondersteld wordt van €950/kWh. De twee strategieën worden naast elkaar beschouwd in Figuur 4.19. Er is een grote spreiding in optimale capaciteit zichtbaar: het nut van een batterij is en blijft immers gedragsafhankelijk (aanwezigheid overdag, gedrag vermogenspieken, etc.) en niet zozeer verbruiksafhankelijk.



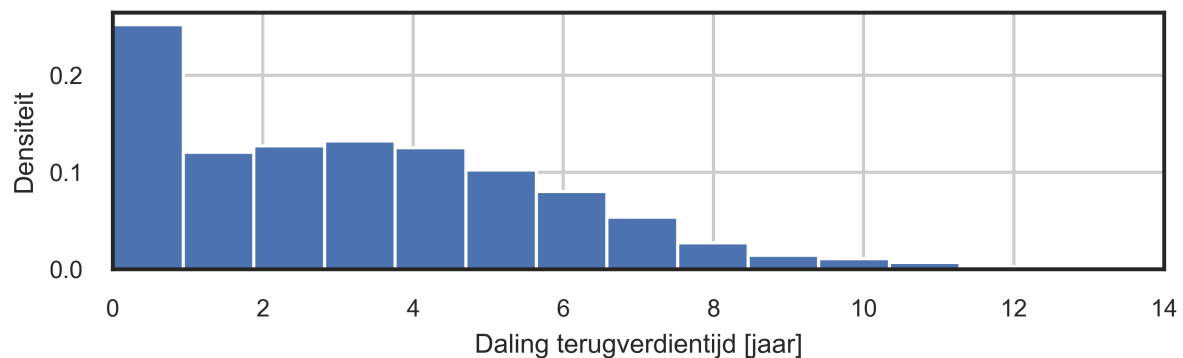
Figuur 4.19: Optimale dimensionering batterijsysteem met de nieuwe tariefstructuur, voor een batterij enkel ingezet voor zelfverbruik (links) of in combinatie met peak shaving.



Figuur 4.20: Procentuele toename van het zelfverbruik voor de optimale gedimensioneerde batterij, afhankelijk van de controle-strategie.

De combinatie-strategie van zelfverbruik en peak shaving leidt ertoe dat gezinnen in een optimale dimensionering en aansturen van hun batterij waarschijnlijk minder zelfverbruik zullen hebben, maar wel een hogere daling van de factuur kunnen realiseren door in te zetten op het opvangen van vermogenspieken. Dit wordt geïllustreerd in Figuur 4.20. Hier wordt de optimale capaciteit beschouwd voor de combinatie-strategie. Indien deze batterij enkel voor zelfverbruik ingezet wordt, dan leidt dit gemiddeld tot een toename van 65% van het zelfverbruik. In de combinatie-strategie zorgen de batterijen met de beschouwde optimale dimensionering echter gemiddeld maar tot een toename van 50% van het PV-zelfverbruik. Echter, het toepassen van een combinatie van twee controlestrategieën leidt tot een daling van de terugverdientijd, wat zichtbaar is op Figuur 4.21. Voor een groot aantal verbruikers leidt het toepassen voor een combinatie controlestrategie voor een lagere terugverdientijd, met enkele jaren verschil.

Let wel, we hebben ons niet uitgesproken over de absolute terugverdientijd van de beschouwde thuisbatterijen, louter over het verschil in terugverdientijd. In zeer veel gevallen is een thuisbatterij nog steeds niet rendabel in de nieuwe tariefstructuur. De introductie van een capaciteits-tarief zorgt echter wel voor meerdere mogelijkheden voor verdienmodellen van batterijsystemen in residentiële omgevingen. Dit kan op termijn eveneens bijdragen aan flexibiliteit op het laagspanningsnet, gezien de meeste moderne thuisbatterijen al uitgerust zijn met een EMS.



Figuur 4.21: Daling van de terugverdientijd door het toepassen van de combinatie controle-strategie in plaats van louter zelfconsumptie maximaliseren.

4.4 Combinatie van technieken met lokale productie

Voorgaande secties besproken nieuwe en opkomende technologieën die centraal zullen staan in de energietransitie op zichzelf. Er zijn echter veel synergieën tussen verschillende van deze technieken. Zeker voor huishoudens met zonnepanelen zijn er veel mogelijkheden met de opkomende technologieën om hun zelfverbruik substantieel te verbeteren, door het flexibel aansturen van nieuwe lasten. Het gaat dan over het opladen van een elektrisch voertuig of het verwarmen met een warmtepomp.

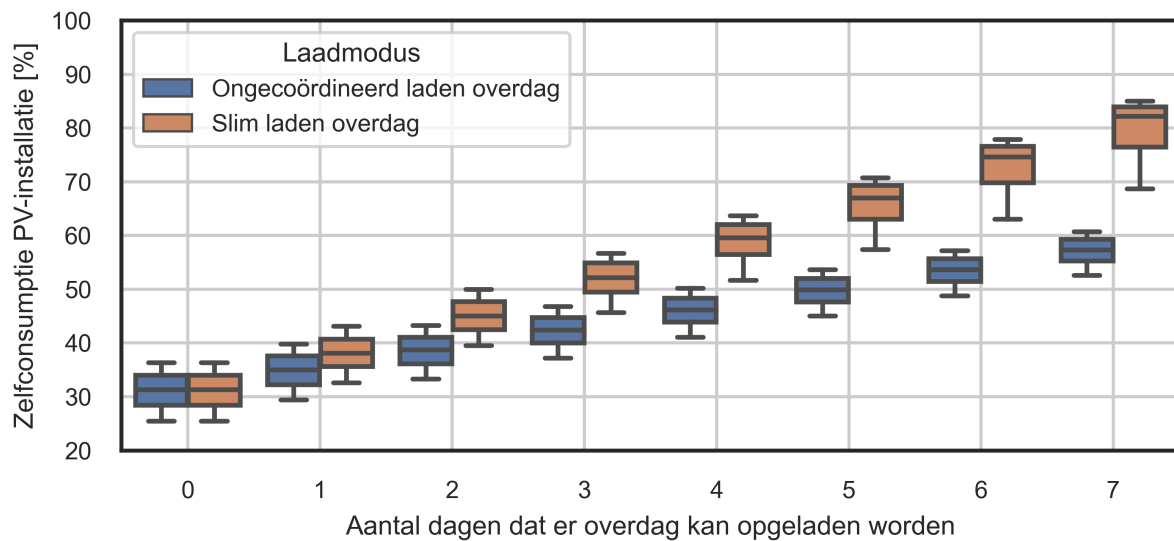
We bespreken in de komende subsecties achtereenvolgens summier de conceptuele situatie voor (i) huishoudens met een PV-installatie en een elektrisch voertuig, (ii) huishoudens met zonnepanelen en een warmtepomp, (iii) huishoudens met een thuisbatterij en een elektrisch voertuig, en (iv) huishoudens met zonnepanelen, een elektrisch voertuig en een warmtepomp.

4.4.1 PV-installatie + elektrisch voertuig

Een elektrisch voertuig biedt de mogelijkheid om het zelfverbruik van de PV-installatie te verhogen indien er gelijktijdig met de opbrengst kan geladen worden. Typisch gezien is dit gedurende het weekend of wanneer het mogelijk is om van thuis uit te werken. Net zoals in Sectie 4.1 zijn er verschillende laadmethodes mogelijk. We beschouwen illustratief twee extreme voorbeelden van laadmethodes voor dagen wanneer er overdag opgeladen kan worden. In het eerste geval wordt er geen investering gedaan in een slimme laadtechnologie, maar wordt het voertuig gewoon overdag opgeladen aan een laadpaal thuis, bijvoorbeeld vanaf 10 uur 's ochtends. Dit noemen we 'ongecoördineerd laden'. In het tweede geval wordt er geïnvesteerd in een slimme laadpaal en wordt het EV overdag opgeladen wanneer er een overschot aan zonneproductie is. Dit wordt 'slim laden' genoemd.

Zoals besproken in Sectie 3.2.2, heeft een gemiddeld huishouden met een traditioneel gedimensioneerde PV-installatie gemiddeld 30% zelfverbruik. De exacte stijging van het zelfverbruik in functie van het aantal dagen dat er thuis kan geladen worden, is gegeven in Figuur 4.22, waarbij er een opsplitsing gemaakt wordt o.b.v. de laadmethode.

Zelfs zonder een bijkomende investering in een slimme laadpaal met communicatie, stijgt het zelfverbruik van de PV-installatie al tot 38–40% bij het ongecoördineerd opladen als er slechts twee dagen per week overdag kan opgeladen worden. Indien men tijdens de weekends zou opladen met een slimme laadpaal, dan zou dit zelfverbruik stijgen tot 45%. Hoe meer dagen er overdag zou opgeladen kunnen worden, hoe voordeliger een slimme laadpaal. Echter, zelfs het ongecoördineerd laden, waar de wagen gewoon overdag opgeladen wordt zonder bijkomende voorwaarden, leidt telkens tot een significante toename van het zelfverbruik op dagen met zonneprobengst. Dit bijkomend zelfverbruik zorgt telkens tot een daling van de jaarfactuur. Zoals toegelicht in Sectie 3.2.2 daalt echter de waarde van zelfverbruik in de nieuwe nettarieven, gezien de kWh-afname van het net goedkoper wordt.



Figuur 4.22: Toename van de PV zelfconsumptie door het overdag opladen van een elektrisch voertuig gedurende enkele dagen per week, opgesplitst per laadmethode.

De impact van het capaciteitstarief voor huishoudens met een PV-installatie en een elektrisch voertuig zal tweedelig zijn. Enerzijds is er de kW-afhankelijkheid, die nog steeds zal bepaald worden door het laadgedrag als er niet overdag opgeladen wordt o.b.v. lokaal opgewekte energie. Bewust omgaan met het laadvermogen blijft ook hier lonen door bijvoorbeeld 's nachts op te laden via een stopcontact in plaats van mono- of driefasig aan een laadpaal. Verder daalt de waarde van zelfverbruik voor de nettarieven, gezien kWh-afname binnen de nettarieven goedkoper wordt. Het blijft echter ook hier nog steeds lonen om in te zetten op maximaal zelfverbruik en de wagen op te laden met lokaal opgewekte energie om zowel de energiekost als de nettarieven in de elektriciteitsfactuur te drukken. Een laadpaal met eco-modus kan hierbij helpen.

4.4.2 PV-installatie + warmtepomp

Het gelijktijdig gebruiken van een PV-installatie en een warmtepomp voor verwarming is minder vanzelfsprekend door de seizoenale afhankelijkheden. Een PV-installatie produceert voornamelijk energie tijdens de zomer, wanneer de verwarmingsvraag laag is. Het is wel mogelijk om de vraag naar sanitaire warm water in de zomer te gaan voorzien door het inzetten van de warmtepomp als er productie is.

Dit gebrek aan gelijktijdigheid vervalst wanneer de warmtepomp kan ingezet worden in de zomer voor actieve koeling. Hierbij dient de opmerking gemaakt te worden dat, gelet op het gematigde klimaat in Vlaanderen, het de voorkeur heeft om te investeren in passieve oplossingen voor thermisch comfort in de zomer, in plaats van energie-intensieve oplossingen zoals actieve koeling. Dit is ook de reden waarom er momenteel geen premies toegekend worden aan warmtepompen die ingezet worden voor actieve koeling. Bijgevolg wordt het geval van actieve koeling in combinatie met een PV-installatie hier niet besproken. De toename aan thermisch comfort kan echter wel helpen om mensen te overtuigen de overstap te maken naar een warmtepomp. Het technisch eindrapport bevat daarom wel een beknopte bespreking van deze combinatie.

4.4.3 PV-installatie + elektrisch voertuig + thuisbatterij

Indien er reeds opgeladen kan worden overdag als er zonne-productie is, heeft een thuisbatterij maar een beperkte meerwaarde om het zelfverbruik te laten toenemen. Enkel indien deze mogelijkheid er niet is, kan een batterij eventueel een meerwaarde leveren door door overdag de batterij op te laden en 's avonds deze te ontladen. Eventueel kan dit gecombineerd worden met een beperkte vorm van peak shaving.

Het is echter wel zo dat een thuisbatterij nooit langdurende grote vermogenspieken zal kunnen voorzien. Bijgevolg kan een thuisbatterij slechts in beperkte mate het bijkomend piekvermogen van het opladen van een elektrische wagen opvangen. Laden aan beperkt laadvermogen blijft dus noodzakelijk om de kW-component van de nettatarieven te drukken. Verder is het eveneens zo dat er bij elke omzetting energie verloren gaat. Er zal dus meer energie verloren gaan bij het proces PV-installatie → thuisbatterij → EV dan in het geval van direct opladen van PV-installatie → EV.

Gelet op de hoge investeringskost voor thuisbatterijen dient het duidelijk te zijn dat voor deze situatie het onwaarschijnlijk is dat een batterij rendabel zou zijn. Er zijn andere opties (verbruik spreiden, inzetten op zelfverbruik, EV overdag opladen) die reducties van de elektriciteitsfactuur kunnen teweegbrengen zonder een investering in een thuisbatterij.

4.4.4 PV-installatie + elektrisch voertuig + warmtepomp

Zowel elektrische voertuigen als warmtepompen hebben een groot besparingspotentieel met de nieuwe tariefstructuur t.o.v. de puur verbruiksafhankelijke tarieven in 2021. Dit besparingspotentieel kan wel enkel gerealiseerd worden indien de gemiddelde maandpiek onder controle wordt gehouden. Dit kan door de gelijktijdigheid van elektriciteitsintensieve toestellen te beperken, in te zetten op maximaal zelfverbruik en het 's nachts opladen van het elektrisch voertuig.

Op dit punt wordt het interessant om te overwegen te investeren in een Home Energy Management System (HEMS). Op deze manier kan ten volle gebruik gemaakt worden van het flexibel aansturen van de grootverbruikers zoals de warmtepomp en het elektrisch voertuig. Door gebruik te maken van de thermische inertie van een woning, kan de warmtepomp tijdelijk uitgeschakeld worden zonder verlies aan comfort als het overig verbruik van de woning zorgt voor een piekvermogen. Op deze manier worden gelijktijdige pieken vermeden. Analooch kan de wagen slim opgeladen worden gelijktijdig aan de PV-opbrengst om zo het zelfverbruik te maximaliseren. Eveneens kan hier rekening gehouden worden met een aantal minimale comfortvereisten, zoals een bepaald aantal kilometer rijafstand die altijd beschikbaar moet zijn in het EV.

Het capaciteitstarief gecombineerd met lagere kWh-tarieven zorgt ervoor dat rationeel omgaan met de grootverbruikers ook loont in deze situatie, en de jaarfactuur substantieel zal kunnen verlagen.

4.5 Reflectie

Voor deze reflectie over de rol van de nieuwe tariefstructuur beperken we ons tot de digitale meter, gezien de klassieke meter uitgefaseerd wordt en de digitale meter centraal staat binnen de energietransitie. De wijzigende tariefstructuur zorgt voor een lastenverlaging op elektriciteitsverbruik in de vorm van een lagere prijs per kWh afname van het net. Door deze daling van de marginale elektriciteitskost wordt de elektrificatie van mobiliteit en verwarming competitiever t.o.v. minder duurzame alternatieven, volledig in lijn met het Vlaams Energie- en Klimaatplan. Om ten volle te kunnen genieten van deze lagere kWh-prijs moet evenwel bewust met het net omgegaan worden. Dit betekent dat huishoudens die erin slagen hun piekvermogen onder controle te houden, een beperkte invloed zullen merken van het nieuwe capaciteitstarief en vooral zullen genieten van lagere kWh-tarieven.

Er werd aangetoond dat bewuste consumenten hun mobiliteits- en warmtevraag kunnen vervullen met een beperkte toename van de capaciteitsterm in de nettarieven. Hierbij zijn zowel het (i) laden aan een stopcontact, als (ii) overdag laden op eigen geproduceerde zonne-energie, evenals het (iii) gebruik van modulerende warmtepompen de opties die leiden tot de laagste nettarieven. Dit gezien zij de gemiddelde maandpiek beperkt laten toenemen.

Door te investeren in actieve sturingsystemen kan de toename van de gemiddelde maandpieken beperkt of in sommige gevallen zelf vermeden worden, om zo piekbehoudend gebruik te maken van een elektrisch voertuig of een warmtepomp. Ten opzichte van 2021 wordt in de nieuwe tariefstructuur het ‘s nachts thuis opladen van een gemiddeld elektrisch voertuig grootteorde €120 goedkoper als dit piekbehoudend kan gebeuren.¹⁸ Analooch werd illustratief voor een gemiddelde woning met E-peil 41–60 aangetoond dat de nettarieven bij het piekbehoudend gebruik van een lucht-luchtwarmtepomp of een lucht-waterwarmtepomp dalen met grootteorde €360 en €270 t.o.v. 2021.¹⁹ Zowel elektrische voertuigen als warmtepompen zijn de echte winnaars van de introductie van het capaciteitstarief en de corresponderende lagere kWh-tarieven, indien erin geslaagd wordt hun verbruik te spreiden doorheen de dag en nacht om geen hoge vermogenspieken te vragen.

Verder draagt de introductie van een capaciteitstarief bij tot de eerste stappen van de uitrol van flexibiliteit op het laagspanningsnet. Deze flexibiliteit vertaalt zich onmiddellijk in nieuwe verdienmodellen voor thuisbatterijen. Er ligt niet enkel meer een focus op het zelfverbruik van de eigen PV-installatie maximaliseren, maar eveneens op het onder controle houden van het piekvermogen.

¹⁸Met een aanname van 15.000 km/jaar, 100% thuis opgeladen zonder toename van de gemiddelde maandpiek en een verbruik van 18 kWh per 100 km.

¹⁹Op basis van de aannames in Sectie 4.2.

IMPACT WIJZIGENDE TARIEFSTRUCTUUR

Op de energietransitie &
elektrificatie van mobiliteit en verwarming

Afname van het net wordt goedkoper per kWh dan in 2021

Grootverbruikers zoals elektrische wagens, warmtepompen en elektrische verwarming worden goedkoper in gebruik, zolang het piekvermogen beperkt blijft en consumenten rationeel omgaan met het net

ELEKTRISCHE WAGENS

Klassieke meter

De elektriciteitsfactuur zal minder stijgen in de nieuwe tariefstructuur vanaf midden 2022 t.o.v. 2021 wanneer een elektrische wagen thuis opgeladen wordt

Digitale meter

Consumenten die bewust omgaan met hun piekvermogen zien hun jaarfactuur sterk dalen

Groter besparingspotentieel dan klassieke meter voor bewuste consument



Wijzigende nettarieven maken gemiddelde wagen opladen aan stopcontact gemiddeld €100/jaar goedkoper*

Residentieel snelladen aan 11 kW wordt gemiddeld €250/jaar duurder



WARMTEPOMPEN

Klassieke meter

De elektriciteitsfactuur zal minder stijgen in de nieuwe tariefstructuur vanaf midden 2022 t.o.v. 2021 wanneer een warmtepomp ingezet wordt

Digitale meter

Huishoudens met on/off warmtepompen zien hun factuur dalen zolang de warmtepomp niet overgedimensioneerd is

Moderne warmtepompen die hun vermogen kunnen aanpassen aan de warmtevraag zorgen voor een lagere factuur dan een niet-regelbare warmtepomp

Actieve sturing loont en kan de elektriciteitsfactuur verder drukken



* Aannames gemiddelde wagen:

- 15.000 km/jaar gereden
- 18 kWh verbruik / 100 km
- 100% thuis opladen

Hoofdstuk 5

Globale conclusie

De introductie van een capaciteitstarief in de wijzigende nettarieven voor residentiële verbruikers is een noodzakelijke en logische stap om de toekomstige noodzakelijke netflexibiliteit van het distributienet te garanderen. Elektrificatie om een duurzamer alternatief te bieden aan fossiele brandstoffen is immers één van de pijlers van de energietransitie. Een gevolg hiervan is echter wel dat het distributienet de komende decennia intensiever zal gebruikt worden. Het meer optimaal gebruik van het distributienet bevorderen is bijgevolg noodzakelijk om hoge maatschappelijke investeringskosten in het net te vermijden.

De VREG en Fluvijs nemen hun verantwoordelijkheid om een tariefstructuur voor te stellen die gealigneerd is met politieke doelstellingen binnen de energietransitie. De opbouw en samenstelling van de elektriciteitsfactuur worden in deze gebruikt om het energiebeleid kracht bij te zetten: wat wenselijk is wordt goedkoper, ongewenst gedrag wordt financieel duurder. De nettarieven worden immers gewijzigd om het optimaal en flexibel gebruik van elektriciteit te bevorderen en voordeliger te maken. Opkomende duurzame technologieën zoals elektrische voertuigen en warmtepompen worden door de (broodnodige) daling van de marginale elektriciteitskost bij rationeel gebruik competitiever.

De wijziging in de nettarieven gaat echter gepaard met een herverdeling van de kosten. Binnen de nieuwe nettarieven wordt een minimale bijdrage aan de netkosten gevraagd, waardoor zeer kleine afnemers en kleine verbruikers hun elektriciteitsfactuur zullen zien stijgen. Zeer kleine afnemers met een afname kleiner dan 900 kWh per jaar zien hun elektriciteitsfactuur gemiddeld toenemen met €50 – €100. Residentiële verbruikers zonder zonnepanelen in deze groep hebben een verbruik tussen de 600 en 900 kWh. Voor deze zeer kleine residentiële verbruikers neemt de factuur toe met €75 – €100 indien ze een klassieke meter hebben. Het maximumtarief bij de digitale meter zorgt ervoor dat deze stijging beperkt blijft tussen de €45 en €70.

De impact van de nieuwe tariefstructuur voor gemiddelde huishoudens is uiteenlopend: ongeveer 40% van deze gezinnen ziet hun jaarfactuur dalen, 40% ziet de factuur stijgen. Hoe hoger het verbruik van het huishouden, hoe groter de kans dat ze voordeel doen in de nieuwe tariefstructuur door de lagere kWh-tarieven. De digitale meter biedt voor hen eveneens een besparingspotentieel indien ze erin slagen het gebruik van de grootverbruikers in hun huishouden te spreiden.

Grote residentiële verbruikers zien hun jaarfactuur daarentegen eerder dalen door de lagere kWh-prijs binnen de nettarieven. Hieronder vallen typisch gezien huishoudens die momenteel reeds op elektriciteit verwarmen.

Indien we onze blik richten op de energietransitie richting 2050, dan zijn dé grote winnaars van de nieuwe tariefstructuur deze huishoudens die erin slagen om een geëlektrificeerde warmte- en mobiliteitsvraag in de vorm van een warmtepomp en elektrisch voertuig met actieve sturing te combineren, al dan niet met eigen energieproductie uit zonnepanelen. Eigen zonnepanelen drukken allereerst de elektriciteitsfactuur, maar eveneens biedt een warmtepomp of een elektrisch wagen de bijkomende flexibiliteit in gebruik om overdag extra in te zetten op zelfverbruik.

Het is echter bij elke wijziging belangrijk aandacht te besteden aan het sociale aspect van de transitie, eveneens binnen de context van een wijzigende tariefstructuur. In België is het sociaal tarief voor beschermde afnemers de belangrijkste maatregel om kwetsbare gezinnen te ondersteunen. Dit sociaal tarief voor kwetsbare gezinnen wordt echter niet gewijzigd, en zij ondervinden bijgevolg geen impact van de wijzigende nettarieven.

Het effect van de wijzigende tariefstructuur voor twee specifieke groepen in de samenleving moet apart besproken worden. Allereerst is het noodzakelijk te vermelden dat de competitiviteit van zonnepanelen daalt in de nieuwe tariefstructuur, alhoewel een PV-installatie nog steeds een rendabele investering blijft. Het is immers een perverse bijwerking dat als elektriciteit voor iedereen goedkoper wordt binnen de nettarieven, de rendabiliteit van zelfverbruik van eigen opgewekte energie afneemt. Dit kan binnen de context van wijzigende nettarieven echter eerder gezien worden als een rechtzetting van de historische overwaardering van zelfverbruik. Evoluties op vlak van terugleververgoedingen, persoon-aan-persoonverkoop van lokaal opgewekte energie, en deelname aan (hernieuwbare) energiegemeenschappen bieden immers in de toekomst bijkomende kansen aan huishoudens met een digitale meter om hun injectie meer te valoriseren.

De tweede groep betreft verbruikers op exclusief nachtverbruik. Woningen met een exclusief nachtmeter verwarmen typisch op accumulatieverwarming en betalen met een digitale meter in de nieuwe tariefstructuur gemiddeld gezien meer door de hoge piekvermogens die deze accumulatieverwarming vraagt. Alhoewel de Vlaamse Regering besloten heeft de uitrol van de digitale meter bij huishoudens met een exclusief nachtmeter uit te stellen tot 2028, zijn er toch reeds ongeveer 8.000 verbruikers met zowel een digitale meter als exclusief nachtverbruik in Vlaanderen. Dit is een groep die potentieel hun jaarfactuur significant kan zien stijgen door de introductie van het capaciteitstarief, waardoor waakzaamheid geboden is voor het effect op deze risicogroep.

Bijlage A

Gebruikte nettarieven

Voor het kalenderjaar 2021 worden de nettarieven gebruikt die van toepassing zijn gedurende 01.03.2021 t.e.m. 31.12.2021, verondersteld dat deze een volledig jaar van toepassing waren.

Voor het kalenderjaar 2022 worden de indicatieve nettarieven gebruikt zoals gepubliceerd door de VREG. Om een vergelijking te kunnen maken voor een volledig jaar, wordt verondersteld dat deze een volledig jaar (2022) van toepassing waren, ondanks dat deze slechts midden 2022 ingevoerd worden.

Netwerktarieven en heffingen van toepassing op de residentiële elektriciteitsklanten aangesloten op het laagspanningsnet zonder piekmeting

Elektriciteit	Netwerktarieven, incl. btw						Heffingen, incl. btw		
Vanaf 01.03.21 t.e.m. 31.12.21	(21%)				(21%)	(21%)	(21%)	(0%)	(0%)
DNB	Distributie (c€/kWh)				Databaseer ¹ (€/jaar)	Transmissie (c€/kWh) (excl. federale bijdrage)	Energiebijdrage ² (c€/kWh)	Federale bijdrage ^{3, 4} (c€/kWh)	Energieheffing ⁵ (€/jaar)
	Enkelvoudige teller	Tweevoudige teller		Exclusief nacht teller					
		Dag	Nacht						
FLUVIUS ANTWERPEN	9,99	9,99	7,67	4,97	13,64	2,74	0,23306	0,35117	5,16
FLUVIUS LIMBURG	9,04	9,04	7,23	4,53	13,64	2,57	0,23306	0,35117	5,16
FLUVIUS WEST	9,62	9,62	7,42	4,84	13,64	2,60	0,23306	0,35117	5,16
GASELWEST	14,99	14,99	11,65	7,24	13,64	2,95	0,23306	0,35117	5,16
IMEWO	11,70	11,70	8,91	5,86	13,64	2,87	0,23306	0,35117	5,16
INTERGEM	11,05	11,05	8,55	5,48	13,64	2,80	0,23306	0,35117	5,16
IVEKA	13,20	13,20	10,51	6,22	13,64	2,87	0,23306	0,35117	5,16
IVERLEK	11,99	11,99	9,18	5,96	13,64	2,76	0,23306	0,35117	5,16
PBE	10,52	10,52	7,98	5,77	13,64	2,81	0,23306	0,35117	5,16
SIBELGAS	12,35	12,35	9,54	6,20	13,64	2,97	0,23306	0,35117	5,16

¹ Het tarief databaseer is afhankelijk van het meetregime. Het tarief van € 13,64 per jaar geldt bij uitlezing op maand- of jaarbasis. Bij uitlezing op kwartierbasis geldt het tarief van € 14,80 per jaar.

² Wet houdende maatregelen inzake versterking van jobcreatie en koopkracht van 26 december 2015 (art. 132)

³ Koninklijk besluit van 24 maart 2003 tot bepaling van de nadere regels betreffende de federale bijdrage tot financiering van sommige openbare dienstverplichtingen en van de kosten verbonden aan de regulering van en controle op de elektriciteitsmarkt.

⁴ De federale bijdrage wordt forfaitair vermeerderd met 0,1% aangezien deze wordt gefactureerd door de transmissienetbeheerder aan de distributienetbeheerders die de kWh niet voor eigen gebruik verbruiken (K.B van 24 maart 2003 art 4bis , §2). De door de leveranciers aan de eindafnemers gefactureerde federale bijdrage wordt vervolgens verhoogd met 1,1% voor de dekking van de administratieve en financiële kosten en om het gedeelte van de gefactureerde federale bijdrage dat niet volledig zou gestort worden door de eindafnemers te compenseren (K.B. van 24 maart 2003, art 4ter, §§3 en 4). In deze tarieflijst wordt ook met deze laatste verhoging van 1,1% rekening gehouden.

⁵ Decreet houdende algemene bepalingen betreffende het energiebeleid (het Energiedecreet) (Titel XIV, Hoofdstuk I)

Voorlopige eenheidstarieven vanaf midden 2022

Overzicht van de indicatieve nettarieven vanaf midden 2022 voor afname op laagspanning per distributienetbeheerder

ELEKTRICITEIT - Tarieflijst periodieke distributienettarieven 2022 - Afname											
LS											
Afnemers aangesloten op het laagspanningsnetwerk (het netwerk met een nominale spanning lager dan 1 kV)											
		Fluvius Antwerpen	Fluvius Limburg	Fluvius West	Gaselwest	Imewo	Intergem	Iveka	Iverlek	PBE	Sibelgas
1 Tarieven voor het netgebruik											
1.1 LS - piekmeting											
Gemiddelde maandpiek	EUR/kW/jaar	36,4624362	31,9346665	33,9186106	45,8599812	41,2793280	35,9298587	39,9660018	40,6874704	43,7685051	44,2075524
	of EUR/kW/maand	3,0385364	2,6612222	2,8265509	3,8216651	3,4399440	2,9941549	3,3305002	3,3906225	3,6473754	3,6839627
kWh-tarief	EUR/kWh	0,0077542	0,0079343	0,0081514	0,0109341	0,0093736	0,0083653	0,0089873	0,0093288	0,0106747	0,0099752
1.2 LS - klassieke meter / prosumenten met terugdraaiende teller											
Vaste term	EUR/jaar	91,16	79,84	84,80	114,65	103,20	89,82	99,92	101,72	109,42	110,52
kWh-tarief	EUR/kWh	0,0242190	0,0253997	0,0253920	0,0366115	0,0308091	0,0275359	0,0314911	0,0304785	0,0353054	0,0314973
2 Tarieven voor het databaseer											
Laagspanning - meetregime: per kwartier	EUR/jaar	12,41	12,41	12,41	12,41	12,41	12,41	12,41	12,41	12,41	12,41
Laagspanning - meetregime: maandelijks/jaarlijks	EUR/jaar	11,44	11,44	11,44	11,44	11,44	11,44	11,44	11,44	11,44	11,44
3 Tarieven voor de openbare dienstverplichtingen											
kWh-tarief normaal	EUR/kWh	0,0271010	0,0298539	0,0273634	0,0490098	0,0316511	0,0292710	0,0454645	0,0332975	0,0205191	0,0367675
kWh-tarief exclusief nacht	EUR/kWh	0,0108404	0,0119416	0,0109454	0,0196039	0,0126604	0,0117084	0,0181858	0,0133190	0,0082076	0,0147070
4 Tarieven voor de toeslagen											
	EUR/kWh	0,0012603	0,0037958	0,0017897	0,0013505	0,0014731	0,0011772	0,0017739	0,0015636	0,0044704	0,0025013
5 Tarieven m.b.t. transmissiekosten											
Bestaande uit:	EUR/kWh	0,0125046	0,0119716	0,0125514	0,0139207	0,0144249	0,0132205	0,0118884	0,0145061	0,0140828	0,0176225
a) Tarief voor de overige transmissiekosten m.u.v. het tarief	EUR/kWh	0,0031128	0,0023090	0,0027099	0,0035680	0,0037861	0,0031244	0,0027680	0,0038533	0,0037870	0,0057533
b) Tarief ODV - financiering van groenestroomcertificaten	EUR/kWh	0,0093918	0,0096626	0,0098415	0,0103527	0,0106388	0,0100961	0,0091204	0,0106528	0,0102958	0,0118692
6 Aanvullend capaciteitstarief voor prosumenten met terugdraai (prosumentarief)											
	EUR/kW/jaar	43,70	47,63	44,93	67,42	52,42	47,67	60,43	53,60	49,62	59,37
Maximumtarief	EUR/kWh	0,1877604	0,1877604	0,1877604	0,1877604	0,1877604	0,1877604	0,1877604	0,1877604	0,1877604	0,1877604

Vereenvoudigde weergave:

ELEKTRICITEIT - Tarieflijst periodieke distributienettarieven 2022 - Afname

LS

Afneemers aangesloten op het laagspanningsnetwerk (het netwerk met een nominale spanning lager dan 1 kV)

		Fluvius Antwerpen	Fluvius Limburg	Fluvius West	Gaselwest	Imewo	Intergem	Iveka	Iverlek	PBE	Sibelgas	
Exclusief btw	Digitale meter											
	Capaciteitstarief - gemiddelde maandpiek	EUR/kW/jaar	36,46244	31,93467	33,91861	45,85998	41,27933	35,92986	39,96600	40,68747	43,76851	44,20755
	Totale kWh-tarief normaal	EUR/kWh	0,04862	0,05356	0,04986	0,07522	0,05692	0,05203	0,06811	0,05870	0,04975	0,06687
	Totale kWh-tarief exclusief nacht	EUR/kWh	0,03236	0,03564	0,03344	0,04581	0,03793	0,03447	0,04084	0,03872	0,03744	0,04481
	Tarief databeheer - meetregime: per kwartier	EUR/jaar	12,41	12,41	12,41	12,41	12,41	12,41	12,41	12,41	12,41	12,41
	Tarief databeheer - meetregime: maandelijks/jaarlijks	EUR/jaar	11,44	11,44	11,44	11,44	11,44	11,44	11,44	11,44	11,44	11,44
	Maximumtarief	EUR/kWh	0,18776	0,18776	0,18776	0,18776	0,18776	0,18776	0,18776	0,18776	0,18776	0,18776
	Klassieke meter											
	Capaciteitstarief - vaste term	EUR/kW/jaar	91,16000	79,84000	84,80000	114,65000	103,20000	89,82000	99,92000	101,72000	109,42000	110,52000
	Totale kWh-tarief normaal	EUR/kWh	0,06508	0,07102	0,06710	0,10089	0,07836	0,07120	0,09062	0,07985	0,07438	0,08839
Inclusief btw	Totale kWh-tarief exclusief nacht	EUR/kWh	0,04882	0,05311	0,05068	0,07149	0,05937	0,05364	0,06334	0,05987	0,06207	0,06633
	Tarief databeheer - meetregime: per kwartier	EUR/jaar	12,41	12,41	12,41	12,41	12,41	12,41	12,41	12,41	12,41	12,41
	Tarief databeheer - meetregime: maandelijks/jaarlijks	EUR/jaar	11,44	11,44	11,44	11,44	11,44	11,44	11,44	11,44	11,44	11,44
	Prosumententarief	EUR/kW/jaar	43,70000	47,63000	44,93000	67,42000	52,42000	47,67000	60,43000	53,60000	49,62000	59,37000
	Digitale meter											
	Capaciteitstarief - gemiddelde maandpiek	EUR/kW/jaar	44,11955	38,64095	41,04152	55,49058	49,94799	43,47513	48,35886	49,23184	52,95989	53,49114
	Totale kWh-tarief normaal	EUR/kWh	0,05883	0,06480	0,06033	0,09101	0,06888	0,06296	0,08242	0,07102	0,06019	0,08091
	Totale kWh-tarief exclusief nacht	EUR/kWh	0,03915	0,04313	0,04046	0,05543	0,04590	0,04171	0,04941	0,04685	0,04530	0,05422
	Tarief databeheer - meetregime: per kwartier	EUR/jaar	15,02	15,02	15,02	15,02	15,02	15,02	15,02	15,02	15,02	15,02
	Tarief databeheer - meetregime: maandelijks/jaarlijks	EUR/jaar	13,84	13,84	13,84	13,84	13,84	13,84	13,84	13,84	13,84	13,84
	Maximumtarief	EUR/kWh	0,22719	0,22719	0,22719	0,22719	0,22719	0,22719	0,22719	0,22719	0,22719	0,22719
	Klassieke meter											
	Capaciteitstarief - vaste term	EUR/kW/jaar	110,30360	96,60640	102,60800	138,72650	124,87200	108,68220	120,90320	123,08120	132,39820	133,72920
	Totale kWh-tarief normaal	EUR/kWh	0,07875	0,08594	0,08119	0,12208	0,09481	0,08616	0,10965	0,09661	0,09000	0,10695
	Totale kWh-tarief exclusief nacht	EUR/kWh	0,05908	0,06426	0,06132	0,08650	0,07183	0,06491	0,07664	0,07244	0,07510	0,08026
	Tarief databeheer - meetregime: per kwartier	EUR/jaar	15,02	15,02	15,02	15,02	15,02	15,02	15,02	15,02	15,02	15,02
	Tarief databeheer - meetregime: maandelijks/jaarlijks	EUR/jaar	13,84	13,84	13,84	13,84	13,84	13,84	13,84	13,84	13,84	13,84
	Prosumententarief	EUR/kW/jaar	52,87700	57,63230	54,36530	81,57820	63,42820	57,68070	73,12030	64,85600	60,04020	71,83770

Bijlage B

Beschrijving van de populatie

Het klantenbestand van Fluvius bevatte eind 2020 3.501.026 klanten die aangesloten waren op het laagspanningsnet. Indien we ons baseren op cijfers van Fluvius en de VREG, corresponderen slechts 2.86 van de 3.5 miljoen aansluitingen met residentiële contracten.

Deze zijn als volgt verdeeld over de Eurostat verbruikscategorieën (zoals gedefinieerd in Tabel 3.1), opgedeeld in huishoudens die op basis van hun werkelijke afname gefactureerd werden en prosumenten met een terugdraaiende teller.

Tabel B.1: Verdeling van de 2.86 miljoen huishoudens over de verschillende Eurostat verbruikscategorieën.

	Da	Db	Dc	Dc1	Dd	De	De1	Totaal
Alle afnemers	303.928	501.734	1.250.129	460.717	184.616	112.958	45.645	2.859.727
Werkelijke afname	156.753	452.003	1.143.925	418.264	170.443	98.831	36.076	2.476.295
Terugdraaiende teller	147.175	49.731	106.204	42.453	14.173	14.127	9.569	383.432

De groep die gefactureerd wordt op basis van hun werkelijke afname van het net bevat nog de huishoudens met zonnepanelen en een digitale meter. De dataset van de digitale meters bevat 100.503 huishoudens met zonnepanelen en een digitale meter. Deze 100.503 afnemers moeten bijgevolg nog afgetrokken worden van de groep van de huishoudelijke klanten die gefactureerd worden op hun werkelijk verbruik om tot een meer realistisch resultaat te komen.

Indien de verbruikscategorieën **Dc** en **Dc1**, evenals **De** en **De1** samengenomen worden, dan wordt deze opdeling zoals gegeven in Tabel B.2 op de volgende pagina. Gezien de onderverdeling tussen **Dc** en **Dc1**, evenals **De** en **De1** gebeurt o.b.v. het onderscheid tussen een enkelvoudige of een tweevoudige teller, kan deze onderverdeling voor een digitale meter niet langer gemaakt worden. Er wordt voor de verbruikers met een digitale meter louter gekeken naar de grenzen van de jaarlijkse afname om de categorie toe te kennen.

Tabel B.2: Verdeling van de 2.86 miljoen huishoudens over de verschillende Eurostat verbruikscategorieën, met een opsplitsing tussen prosumenten met een terugdraaiende teller en huishoudens met een digitale meter en zonnepanelen.

	Da	Db	Dc	Dd	De	Totaal
Alle afnemers	303.928	501.734	1.710.846	184.616	158.603	2.859.727
Werkelijk verbruik	151.693	408.526	1.522.565	159.424	133.584	2.375.792
Terugdraaiende teller	147.175	49.731	148.657	14.173	23.696	383.432
PV met digitale meter	5.060	43.477	39.624	11.019	1.323	100.503

De vraag rijst waar de beschermde afnemers zich bevinden in deze onderverdeling. Immers, deze groep ervaart geen wijzigende tariefstructuur. De dataset van de digitale meter helpt hier een antwoord op te formuleren. In april 2021, voor de uitbreiding naar Categorie 5 van de beschermde afnemers, waren er in Vlaanderen 229.711 beschermde huishoudens. De dataset van de digitale meters bevat informatie over 21.409 beschermde huishoudens, corresponderend met 9.32% van alle beschermde huishoudens op dat moment. De metadata werd geregistreerd op 31 december 2020, dus ook zonder uitbreiding naar Categorie 5. Van deze groep hadden 19.372 beschermde huishoudens geen zonnepanelen, dus 90.5% van de beschermde afnemers in de dataset had geen PV.

Deze groep van 19.372 beschermde afnemers is als volgt verdeeld over de Eurostat verbruikscategorieën. Verder is een lineaire extrapolatie gebeurd voor alle beschermde afnemers indien er aangenomen wordt dat (i) 90.5% van alle beschermde huishoudens ook geen zonnepanelen heeft, en (ii) de verdeling over de gehele populatie van beschermde afnemers hetzelfde is als de verdeling in de dataset digitale meter (o.b.v. een steekproef van bijna 10%).

Tabel B.3: Verdeling van de beschermde afnemers zonder zonnepanelen over de Eurostat verbruikscategorieën, op basis van de dataset van de digitale meter (19.372 entries), en geëxtrapoleerd naar alle beschermde afnemers zonder een PV-installatie, indien deze dezelfde distributie zou vertonen.

	Da	Db	Dc	Dd	De	Totaal
Beschermde verbruikers met DM	1.446	6.331	8.757	2.236	602	19.372
Alle beschermde verbruikers	15.515	67.929	93.960	23.992	6.459	207.855

Dit levert finaal volgende inschatting van het aantal verbruikers in elke categorie, waarbij er zich nog 136.000 niet-beschermde huishoudens in de groep **Da** bevinden.

Tabel B.4: Verdeling van de 2.86 miljoen huishoudens over de verschillende Eurostat verbruikscategorieën, met een opsplitsing tussen (i) prosumenten met een terugdraaiende teller, (ii) huishoudens met een digitale meter en zonnepanelen, en (iii) beschermde afnemers (geëxtrapoleerd).

	Da	Db	Dc	Dd	De	Totaal
Alle afnemers	303.928	501.734	1.710.846	184.616	158.603	2.859.727
Pure afnemers (niet-beschermde)	136.178	340.597	1.428.605	135.432	127.125	2.167.937
Terugdraaiende teller	147.175	49.731	148.657	14.173	23.696	383.432
PV met digitale meter	5.060	43.477	39.624	11.019	1.323	100.503
Beschermde afnemers zonder PV	15.515	67.929	93.960	23.992	6.459	207.855

Corrigendum bij

“Onderzoek naar de impact van het capaciteitstarief”

Dit document omvat een correctie door de auteurs bij het eindrapport van de studie *“Onderzoek naar de impact van het capaciteitstarief”*, zoals oorspronkelijk bezorgd aan de leden van de Commissie voor Leefmilieu, Natuur, Ruimtelijke Ordening en Energie d.d. 1 februari 2022, en vervolgens gepubliceerd op 2 februari 2022 op de website van het Vlaams Energie- en Klimaatagentschap.¹

Deze correctie houdt een wijziging in van (i) de publieke samenvatting (bladzijde 7 en 63), evenals (ii) Bijlage B: Beschrijving van de populatie (bladzijde 103 – 104). Een correctie aan deze figuur en bijlage dringt zich op vanwege de discrepantie van de definities gehanteerd in de Marktmonitor en door Statistiek Vlaanderen, wat geleid heeft tot een foutieve interpretatie en een bijhorende incorrecte conclusie. Deze conclusie omvat in het bijzonder het overschatten van het aantal private huishoudens in de groep **Da** van de zeer kleine afnemers (jaarafname kleiner dan 900 kWh). **Er is geen impact van de geobserveerde discrepantie op de overige delen van het eindrapport.**

De initieel gepubliceerde samenvatting stelde dat er 136.000 zeer kleine afnemers zonder zonnepanelen waren die beschouwd konden worden als reguliere huishoudens. Dit cijfer diende herzien te worden, gezien een discrepantie in gebruikte definities tussen databronnen geleid heeft tot een significante overschatting van dit aantal. In tegenstelling tot de initiële versie, bevatten deze 136.000 zeer kleine afnemers immers ook meters van woningen waar geen domicilie gevestigd is. **De gecorrigeerde schatting van zeer kleine afnemers zonder zonnepanelen valt eerder in de grootteorde van 10.000 private huishoudens, niet de eerder gestelde 136.000.**

In volgende sectie wordt eerst dieper ingegaan op de oorzaak van de foutieve interpretatie ten gevolge van een discrepantie in de gebruikte databronnen. De tweede sectie beschrijft vervolgens de correctie, gecombineerd met een bijkomende analyse om te duiden hoe tot deze nieuwe schatting van grootteorde 10.000 private huishoudens gekomen wordt.

¹Universiteit Gent, Desmet, J., Claeys, R., Cleenwerck, R., Degreeve, G., Vanhove, T. (2021, December). *Onderzoek naar de impact van het capaciteitstarief*. Onderzoek i.o.v. het Vlaams Energie- en Klimaatagentschap.

Discrepancie in databronnen

De aanleiding van dit corrigendum kan herleid worden tot een geobserveerde discrepantie tussen twee databronnen. Deze discrepantie leidde tot een foutieve extrapolatie van de resultaten bekomen uit de simulaties op de aangeleverde datasets, en bijgevolg een grote overschatting van het aantal “werkelijke” kleine verbruikers dat correspondeert met een privaat huishouden.

Allereerst werd in Bijlage B beroep gedaan op de cijfers die de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt (VREG) gebruikt voor het opstellen van hun jaarlijkse Marktmonitor. Deze cijfers werden vervolgens eveneens opgenomen in de publieke samenvatting. Concreet gaat het over Tabel B.1 die opgenomen werd op pagina 103 in het niet-technisch eindrapport.

Tabel B.1: Verdeling van de 2.86 miljoen huishoudens over de verschillende Eurostat verbruikscategorieën.

	Da	Db	Dc	Dc1	Dd	De	De1	Totaal
Alle afnemers	303.928	501.734	1.250.129	460.717	184.616	112.958	45.645	2.859.727
Werkelijke afname	156.753	452.003	1.143.925	418.264	170.443	98.831	36.076	2.476.295
Terugdraaiende teller	147.175	49.731	106.204	42.453	14.173	14.127	9.569	383.432

Tabel 2 van de Marktmonitor van de VREG bevat een segmentatie van het huishoudelijk elektriciteitsverbruik, voor afnemers op laagspanning met een aansluitvermogen kleiner dan 56 kVA.² De cijfers gepresenteerd in Tabel B.1 zijn de absolute cijfers achter de relatieve procentuele weergave in de Marktmonitor. Deze data wordt gerapporteerd door de distributienetbeheerders.

De tweede databron is Statistiek Vlaanderen, meer bepaald de publiek beschikbare informatie over de verdeling van de huishoudtypes. De webpagina van Statistiek Vlaanderen betreffende Vlaamse huishoudtypes vermeldt eveneens dat er begin 2021 2.86 miljoen private huishoudens waren.³ De door Statistiek Vlaanderen gehanteerde relevante definities voor huishoudens zijn als volgt:⁴

*“**Huishouden:** de afbakening van een huishouden is gebaseerd op het ingeschreven zijn op eenzelfde hoofdverblijfplaats in het Rijksregister. De cijfers betreffen de wettelijke situatie. Deze kan afwijken van de feitelijke situatie.”*

Verder wordt volgend onderscheid gemaakt tussen private en collectieve huishoudens:

*“**Private en collectieve huishoudens:** huishoudens worden opgedeeld in private en collectieve huishoudens. Collectieve huishoudens zijn: religieuze gemeenschappen, rusthuizen, weeshuizen, studenten- en werkliedenhuizen, ziekenhuizen en gevangenissen (bepaling Statbel). Alle huishoudens die niet collectief zijn, zijn private huishoudens.”*

²VREG, *Marktmonitor 2021*, Tabel 2: Segmentatie huishoudelijk elektriciteitsverbruik (laagspanning, <56 kVA).

³Statistiek Vlaanderen, *Huishoudtypes*. Geconsulteerd op 21/02/2022.

⁴Statistiek Vlaanderen, *Huishoudtypes, definities*. Geconsulteerd op 21/02/2022.

Aangezien de 2.86 miljoen private huishoudens gedefinieerd zijn o.b.v. het ingeschreven zijn op eenzelfde hoofdverblijfplaats in het Rijksregister, bevatten deze huishoudens o.a. geen woningen met langdurige leegstand, noch tweede verblijven. Dit werd eveneens bevestigd door Statistiek Vlaanderen. Er werd in de initiële versie van de studie gewerkt met de definitie van Statistiek Vlaanderen voor de 2.86 miljoen huishoudens, i.e., er werd aangenomen dat alle 2.86 miljoen verbruikers correspondeerden met private huishoudens.

Dit is eveneens te zien in Bijlage B en de publieke samenvatting. Tabel B.4 uit Bijlage B geeft de finale onderverdeling van de Marktmonitor, waarbij er 136.000 huishoudens resteren in Categorie **Da** (de zeer kleine afnemers).

Tabel B.4: Verdeling van de 2.86 miljoen huishoudens over de verschillende Eurostat verbruikscategorieën, met een opsplitsing tussen (i) prosumenten met een terugdraaiende teller, (ii) huishoudens met een digitale meter en zonnepanelen, en (iii) beschermde afnemers (geëxtrapoleerd).

	Da	Db	Dc	Dd	De	Totaal
Alle afnemers	303.928	501.734	1.710.846	184.616	158.603	2.859.727
Pure afnemers (niet-beschermd)	136.178	340.597	1.428.605	135.432	127.125	2.167.937
Terugdraaiende teller	147.175	49.731	148.657	14.173	23.696	383.432
PV met digitale meter	5.060	43.477	39.624	11.019	1.323	100.503
Beschermde afnemers zonder PV	15.515	67.929	93.960	23.992	6.459	207.855

Deze 136.000 niet-beschermd afnemers zonder zonnepanelen in groep **Da** werden eveneens opgenomen in de samenvatting, waarbij expliciet het onderscheid gemaakt werd tussen **residentiële** (private huishoudens) en **niet-residentiële** huishoudens (tweede verblijven, bijna-leegstand, etc.). Dit deel van de oorspronkelijke samenvatting is weergegeven in Figuur 1.

Zeet kleine afnemers 10.6% van alle huishoudens	Niet-residentiële (Bijna-)leegstand Tweede verblijven Gemeenschappelijke ruimtes appartementen	Tussen €50 en €100 stijging door minimale vaste bijdrage	Tussen €50 en €100 stijging door minimale vaste bijdrage Digitale meter lagere kWh-tarieven dan klassieke meter
	Residentiële 136.000 huishoudens zonder zonnepanelen 152.000 huishoudens met zonnepanelen	Tussen €75 en €100 stijging door minimale vaste bijdrage Terugdraaiende teller: zie volgende pagina	Tussen €45 en €70 stijging door minimale vaste bijdrage Maximumtarief in de nettarieven beperkt de stijging

Figuur 1: Detail betreffende de zeer kleine afnemers, samenvatting (Eindrapport, pagina 7).

Hier heeft de discrepantie tussen de databronnen betreffende de **werkwijze en gehanteerde definities** voor de 2.86 miljoen huishoudens echter tot foutieve interpretaties geleid. Ondanks dat zowel de absolute cijfers van de Marktmonitor als Statistiek Vlaanderen spreken over 2.86 miljoen huishoudens (huishoudelijke verbruikers), is er wel een significant verschil.

De exclusie van huishoudens o.b.v. hun domicilie zoals gehanteerd door Statistiek Vlaanderen is immers **in strijd met de werkwijze voor het bepalen van de huishoudelijke verbruikers uit de Marktmonitor**. De Marktmonitor is immers gebaseerd op informatie van de leveranciers over verbruikers met een residentieel (huishoudelijk) contract, waar er geen onderscheid gemaakt *kan* worden o.b.v. domicilie. De distributienetbeheerders beschikken immers niet over deze informatie.

Afzonderlijk navragen bij zowel Fluvijs, de VREG, als Statistiek Vlaanderen kon geen duidelijkheid scheppen over de oorzaak van deze discrepantie, ondanks dat zowel de Marktmonitor als Statistiek Vlaanderen in totaliteit spreken over 2.86 miljoen huishoudens. Wel dient het duidelijk te zijn dat er voor de gebruikte data van de Marktmonitor niet kan gewerkt worden met de definitie van private huishoudens, gezien deze achterliggende data **onmogelijk gefilterd konden zijn o.b.v. domicilie**.

Bijgevolg werd de samenvatting zoals initieel gepubliceerd herzien en verder uitgediept worden. De 136.000 huishoudelijke afnemers waarover sprake is in de samenvatting bevatten immers **wél** de groep van tweede verblijven, (bijna-)leegstand, en overige irreguliere verbruikers. Deze dienen niet afzonderlijk beschouwd te worden, in tegenstelling tot wat gesteld werd in de oorspronkelijke samenvatting. De enige voorwaarde is dat de huishoudelijke verbruiker een residentieel contract heeft bij de energieleverancier, zonder enige afhankelijkheid van domicilie.

De volgende sectie behandelt bijgevolg deze groep van 136.000 zeer kleine afnemers. Er wordt o.b.v. diverse studies en overige beleidsdocumenten getracht een inschatting te maken van hoeveel private huishoudens deze groep van 136.000 huishoudelijke afnemers werkelijk omvat. Er kan immers (terecht) verwacht worden dat de speciale categorieën zoals tweede verblijven en partiële leegstand een groot aandeel zullen vormen van deze 136.000 huishoudelijke afnemers in de groep van zeer kleine verbruikers.

Bijkomende analyse m.b.t. het aantal zeer kleine afnemers

Achtereenvolgens wordt voor het Vlaams Gewest een inschatting gemaakt van het aantal tweede verblijven, het aantal woningen met leegstand, evenals situaties waar woningen met partiële leegstand of irregulier verbruik te maken hebben, en dus geen volwaardig jaar aan representatief verbruik hebben. Finaal wordt een inschatting gemaakt van het aantal private huishoudens in de groep van de zeer kleine verbruikers, waar rekening gehouden worden met de aantallen niet-residentiële wooneenhouden.

Tweede verblijven

Voor het bepalen van het totaal aantal tweede verblijven in Vlaanderen wordt beroep gedaan op de studie “*Het aantal tweede verblijven in Vlaanderen in 2016*”, uitgevoerd door de studiedienst van de Vlaamse Regering en het toenmalige Departement Kanselarij en Bestuur.⁵ Dit is, naar ons beste weten, de meest actuele studie die het aantal tweede verblijven in Vlaanderen systematisch in kaart bracht.

Tweede verblijven werden in deze studie in ruime zin gedefinieerd als die woongelegenheden waar diegene die er kan verblijven, niet is ingeschreven in het bevolkingsregister op dit adres. De studie schatte het totaal aantal tweede verblijven in Vlaanderen in 2016 op 214.909, equivalent aan 6.9% van het woningaanbod. Dit relatieve aandeel van tweede verblijven in het woningaanbod bleef constant t.o.v. de initiële studie in 2014. De woningvoorraad in Vlaanderen is sinds 2016 met ongeveer 5% gestegen.⁶ Gezien tussen 2014 en 2016 het aandeel tweede verblijven in het woningaanbod constant bleef, wordt er bijkomend aangenomen dat dit ook voor 2021 geldt. Dit brengt het geschatte totaal aantal tweede verblijven in 2021 op **226.928 woningen**.

Leegstand

Vooreerst is het belangrijk de definitie van leegstand te geven. De Vlaamse Codex Wonen definieert leegstand voor woningen in Artikel 2.10 §2 (voornamelijk) als volgt:

Een woning wordt als leegstaand beschouwd als zij gedurende een termijn van ten minste twaalf opeenvolgende maanden niet aangewend wordt in overeenstemming met de woonfunctie.

Eind 2016 verviel de globale rapporteringsplicht aan Vlaanderen om leegstand te registreren. Sindsdien kunnen gemeentes zelf bepalen of ze een leegstandsbeleid willen voeren. Bij de laatste officiële telling eind 2016 stonden op de leegstandsregisters van alle Vlaamse gemeenten samen 23.112 leegstaande panden.⁷

In het antwoord op de schriftelijke vraag d.d. 21 april 2020 aan minister Diependaele m.b.t. de registratie van leegstand, wordt een extrapolatie gemaakt naar 2018 o.b.v. de cijfers van leegstand voor Oost-Vlaanderen. Voor 2018 resulteerde dit toen tot **26.137 leegstaande panden**. Voor deze schatting wordt verder gewerkt met dit aantal uit 2018. Dit kan gezien worden als een ondergrens, gezien de woonvoorraad sindsdien jaarlijks met 1% toegenomen is.

⁵Departement Kanselarij en Bestuur, Weekers, Karolien (2017, januari). “*Het aantal tweede verblijven in Vlaanderen in 2016*”.

⁶Statistiek Vlaanderen, *Woningvoorraad*. Geconsulteerd op 21/02/2022.

⁷Schriftelijke vraag nr. 302 aan minister Diependaele, bevoegd voor Wonen en Onroerend Erfgoed

Partiële leegstand

Er zijn meerdere situaties in te beelden waar een woning geen volwaardig jaar aan verbruiksdata zou hebben, waardoor een momentopname (zoals gebeurd voor de Marktmonitor) een vertekend beeld kan opleveren. Er komen immers jaarlijks nieuwe aansluitingen bij, mensen verhuizen naar een nieuwe woning en verkopen hun vorig pand, mensen verhuizen en er is een periode van gedeeltelijke leegstand, etc.

In tegenstelling tot de categorie van tweede verblijven en langdurige leegstand is er geen zekerheid dat deze verbruikers voor een groot deel onder de categorie van (zeer) kleine verbruikers gerekend kunnen worden. Er zal echter wel altijd een fractie zijn hiervan die een zeer beperkte afname zal hebben op jaarbasis, waardoor het opnemen van deze groepen aangewezen lijkt.

Nieuwe aansluitingen

De VREG en de netbeheerders rapporteren jaarlijks over het nieuwe aantal aansluitingen op het laagspanningsnet.⁸ In 2020 ging dit over **31.759 nieuwe aansluitingen** op het laagspanningsnet, tegenover 30.250 in 2019. Er zullen bijgevolg telkens aansluitingen zijn die geen volwaardig jaar aan verbruiksgegevens zullen hebben bij de momentopnames voor de Marktmonitor, wat zal resulteren in een overrepresentatie van lage verbruiken.

Verkoop van woningen

In 2020 werden **75.568 woningen** verkocht in het Vlaamse Gewest.⁹ Typisch gezien staan zowel de oorspronkelijke woning als het gekochte pand een periode leeg vooraleer er nieuwe eigenaars of huurders intrekken.

Verhuisbewegingen

Een analoge redenering kan gevolgd worden voor verhuisbeweging bij huurders. In de eerder vermelde studie rond tweede verblijven werd aangenomen dat 3% van de woningen typisch gezien nodig is om verhuisbewegingen te accommoderen en niet als tweede verblijf kan geclassificeerd worden.¹⁰ In 2021 correspondeert deze 3% met bijna **100.000 woningen die bestemd zijn voor verhuisbewegingen**, en waar bijgevolg voor een fractie van deze woningen minstens een korte periode partiële leegstand is.

⁸VREG, “Rapport met betrekking tot de kwaliteit van de dienstverlening en de aansprakelijkheid van de elektriciteitsdistributienetbeheerders en de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit in het Vlaamse Gewest in 2020.”, 20/07/2021.

⁹Statistiek Vlaanderen, *Verkochte woningen*. Geconsulteerd 21/02/2022.

¹⁰Departement Kanselarij en Bestuur, Weekers, Karolien (2017, januari). “*Het aantal tweede verblijven in Vlaanderen in 2016*”.

Renovaties

De “*Langetermijnstrategie voor de renovatie van Vlaamse Gebouwen*” schatte in 2020 het totaal aantal renovaties (ongeacht de grootte) op 80.000/jaar.¹¹ In 2020 werden hiervoor 18.973 renovatievergunningen voor woongebouwen uitgereikt in Vlaanderen.¹² Het aantal ingrijpende energetische renovaties wordt geschat op 3.000/jaar. Dit zijn telkens eveneens situaties waar een irregulier jaarverbruik (al dan niet met partiële leegstand) verwacht wordt.

Conclusie & extrapolatie

De voorgaande subsecties hadden het tweeledige doel om de groep van 136.000 zeer kleine elektrische afnemers zonder zonnepanelen met een huishoudelijk contract te karakteriseren. Allereerst werd de groep van tweede verblijven gekwantificeerd, samen met de groep woningen met langdurige weerstand. De VREG hanteert de richtwaarde van 350 kWh afname op jaarbasis voor een tweede verblijf, waardoor tweede verblijven typisch gezien in de categorie van de zeer kleine afnemers zal vallen. Analooq zullen leegstaande woningen een zeer laag sluimerverbruik hebben, indien er nog niet afgeschakeld werd van het net.

Ten tweede werden woningen met partiële leegstand gekarakteriseerd, denk aan nieuwbouwwoningen die een nieuwe aansluiting krijgen, evenals aan verkopen van woningen en de bijhorende verhuisbewegingen. Typisch gezien is voor deze situaties geen volwaardig jaar aan representatieve verbruiksdata beschikbaar, maar zijn er periodes van partiële leegstand. Bij momentopnames zoals de Marktmonitor zal dit een artificiële verschuiving in de segmentatie teweeg brengen ten voordele van lagere verbruiken.

Het dient echter wel duidelijk te zijn dat de beschouwde groep van 136.000 huishoudens als zeer kleine verbruikers reeds kleiner is dan de som van het aantal tweede verblijven en het aantal langdurig leegstaande panden. Bijgevolg wordt beroep gedaan op de door Fluvius ter beschikking gestelde dataset geanalyseerd in de loop van de studie.

Op pagina 34 van het eindrapport werd reeds een analyse uitgevoerd op de groep van de zeer kleine verbruikers in de dataset. Van de 1.353 zeer kleine verbruikers zonder zonnepanelen in de dataset van het pilootproject slimme meters, konden we op basis van hun verbruikspatronen en -gedrag slechts van 7% (95 meters) met zekerheid zeggen dat deze correspondeerden met traditionele residentiële verbruikers (private huishoudens). Indien aangenomen wordt dat deze dataset representatief kan zijn voor de zeer kleine verbruikers, dan **correspondeert dit met een schatting van grootteorde 10.000 private huishoudens in de groep van 136.000 zeer kleine, niet-beschermde afnemers zonder zonnepanelen in de data van de Marktmonitor.**

¹¹VEKA, *Langetermijnstrategie voor de renovatie van Vlaamse Gebouwen*. (2020, mei).

¹²Statistiek Vlaanderen, *Renovatievergunningen*. Geconsulteerd 21/02/2022.

Het representatief zijn van de zeer kleine afnemers, afkomstig uit de ter beschikking gestelde dataset, voor de volledige groep van zeer kleine afnemers is een zeer sterke voorwaarde. Bijgevolg is het aangewezen dit bekomen geëxtrapoleerde resultaat af te toetsen o.b.v. de eerder bekomen aantallen huishoudelijke afnemers die geen private huishoudens zijn. Dit vormt het onderwerp van de volgende paragrafen, waarbij getoetst wordt of dit überhaupt valabel kan zijn.

Er zijn (ongeveer) 136.000 zeer kleine afnemers. Binnen deze groep waren er ongeveer 26.000 langdurig leegstaande panden. Dit reduceert de groep reeds naar 110.000 afnemers. Verder veronderstellen we dat de installatie van nieuwe aansluitingen op het laagspanningsnet uniform in de tijd gebeurt, en dat de gemiddelde afname in 2020 2.944 kWh bedroeg,¹³ met de zeer ruwe benadering dat deze afname eveneens uniform in de tijd gebeurt. Met deze aannames zal gemiddeld ongeveer 25% van de nieuwe aansluitingen zeer kleine afnemers zijn, wat correspondeert met ongeveer 8.000 nieuwe aansluitingen die bij een momentopname zeer kleine verbruikers zullen zijn. Dit leidt tot een resterende groep van 102.000 zeer kleine afnemers die nog private huishoudens kunnen zijn.

De grootste groep van niet-gedomicilieerde verbruikers moet hier echter nog meegerekend worden: de groep van 225.000 tweede verblijven. De VREG hanteert een aanname van 350 kWh/jaar elektrisch verbruik voor deze groep. Bijgevolg bevinden tweede verblijven zich typisch gezien in de groep van de zeer kleine verbruikers. Het is echter onmogelijk dat de volledige groep van tweede verblijven dergelijk lage jaarverbruiken vertoont, gezien er in de huidige schatting nog slechts 102.000 zeer kleine afnemers zonder zonnepanelen zijn. Bijgevolg stellen we dat, althans voor een deel van de tweede verblijven, de schatting van 350 kWh/jaar afname een onderschatting is van de reële afname.

Indien we de aanname maken dat 40% van de tweede verblijven een jaarverbruik kleiner dan 900 kWh heeft, dan correspondeert dit met 90.000 woningen, wat ertoe zou leiden dat er 12.000 private huishoudens in de groep van 136.000 zeer kleine niet-beschermden afnemers zonder zonnepanelen zouden zijn. Deze inschatting kan dan consistent met de eerdere extrapolatie naar 10.000 private huishoudens in de groep van 136.000 zeer kleine afnemers.

De overige 60% van de tweede verblijven wordt dan noodgedwongen verdeeld over de overige Eurostat-categorieën, voornamelijk in de groep van de kleine verbruikers. Denk hierbij aan weekendverblijven, waar slechts 2 op de 7 dagen verbruik is. Indien een gemiddelde woning een verbruik van 3.500 heeft, dan kan simplistisch gesteld worden dat een woning met 2/7 bezetting een verbruik van 1.000 kWh kan hebben, wat dit gemiddeld weekendverblijf een kleine verbruiker maakt volgens de Eurostat-classificatie. Dit zou dan corresponderen met 135.000 tweede verblijven in de groep van de kleine verbruikers, waar er in tabel B.4 in deze groep 340.000 huishoudelijke verbruikers opgenomen waren.

¹³VREG, *Marktmonitor 2021*.

Het dient duidelijk te zijn dat de aannames in de voorgaande paragrafen louter dienen om de extrapolatie van de gehanteerde dataset te toetsen aan de realiteit om na te gaan of dit valabel kán zijn. **Het is echter onmogelijk om, zonder exacte metadata, een meer accurate inschatting te geven.** Dit is eveneens de reden waarom er enkel gesproken wordt over grootteorde 10.000 private huishoudens in de groep van 136.000 zeer kleine, niet-beschermd afnemers zonder zonnepanelen. Op het totale huishoudenbestand van 2.86 miljoen huishoudelijke afnemers, correspondeert deze grootteorde immers slechts met 0.35% van het totaal. **Ongeacht het exacte aantal, dient vooral duidelijk te zijn dat de 136.000 huishoudens waar initieel sprake van was in de samenvatting een zeer grote overschatting was t.o.v. de realiteit.**

De volgende twee pagina's bevatten ter volledigheid de oorspronkelijke (pagina 10) en gecorrigeerde versie (pagina 11) van de samenvatting op pagina 7 van het oorspronkelijke eindrapport. De wijziging bij de zeer kleine afnemers werd in het rood aangeduid.

IMPACT WIJZIGENDE TARIEFSTRUCTUUR

Gemiddelde wijzigingen voor niet-beschermde afnemers		Klassieke meter	Digitale meter
Zeer kleine afnemers 10,6% van alle huishoudens	Niet-residentieel (Bijna-)leegstand Tweede verblijven Gemeenschappelijke ruimtes appartementen	Tussen €50 en €100 stijging door minimale vaste bijdrage	Tussen €50 en €100 stijging door minimale vaste bijdrage Digitale meter lagere kWh-tarieven dan klassieke meter
	Residentieel 136.000 huishoudens zonder zonnepanelen 152.000 huishoudens met zonnepanelen	Tussen €75 en €100 stijging door minimale vaste bijdrage Terugdraaiende teller: zie volgende pagina	Tussen €45 en €70 stijging door minimale vaste bijdrage Maximumtarief in de nettarieven beperkt de stijging
Kleine afnemers 17,5% van alle huishoudens 340.000 huishoudens zonder zonnepanelen 93.000 huishoudens met zonnepanelen		Tussen €20 en €50 stijging door minimale vaste bijdrage en genieten minder van lagere kWh-kosten	Quasi-gelijk of tussen €20 en €50 stijging door hoge gemiddelde maandpiek bij lage jaarverbruiken
Gemiddelde afnemers 59,8% van alle huishoudens 1.430.000 huishoudens zonder zonnepanelen 190.000 huishoudens met zonnepanelen		Zowel winnaars als verliezers Grotere verbruikers compenseren met de lagere kWh-kost de nieuwe vaste bijdrage	Zowel winnaars als verliezers Afhankelijk van gemiddelde maandpiek t.o.v. jaarverbruik Bewuste consument wint!
Grote afnemers 6,5% van alle huishoudens 135.000 huishoudens zonder zonnepanelen 25.000 huishoudens met zonnepanelen		Gemiddeld meer dan €100 daling op de jaarfactuur Lagere kWh-kost, maar hoger besparingspotentieel bij de digitale meter	Gemiddeld meer dan €100 daling op de jaarfactuur Lagere kWh-kost, beperkte gemiddelde maandpiek
Afnemers op exclusief nachttarief* 5,6% van alle huishoudens 127.000 huishoudens zonder zonnepanelen 25.000 huishoudens met zonnepanelen		Kleinere afnemers: beperkte daling, voordeel excl. nacht wordt afgebouwd Grotere afnemers: voordeel door lagere kWh-kost	Potentiële hoge stijging (€100) door de hoge vermogenspiek van accumulatieverwarming <u>Maar:</u> met actieve sturing wel grote besparing te realiseren

* Beslissing Vlaamse Regering: Uitstel uitrol digitale meter tot 2028 bij verbruikers op exclusief nachttarief, tenzij bij vervanging bij technisch defect van de bestaande meter, of bij aankoop zonnepanelen/thuisbatterij.

Huishoudens worden intussen aangemoedigd om gebruik te maken van premies voor de investering in sturing van elektrische verwarming.

IMPACT WIJZIGENDE TARIEFSTRUCTUUR

Gemiddelde wijzigingen voor niet-beschermde afnemers		Klassieke meter	Digitale meter
Zeer kleine afnemers 10,6% van alle huishoudens	Niet-residentieel (Bijna-)leegstand Tweede verblijven Gemeenschappelijke ruimtes appartementen	Tussen €50 en €100 stijging door minimale vaste bijdrage	Tussen €50 en €100 stijging door minimale vaste bijdrage Digitale meter lagere kWh-tarieven dan klassieke meter
	Residentieel Grootteorde 10.000 huishoudens zonder zonnepanelen 152.000 huishoudens met zonnepanelen	Tussen €75 en €100 stijging door minimale vaste bijdrage Terugdraaiende teller: zie volgende pagina	Tussen €45 en €70 stijging door minimale vaste bijdrage Maximumtarief in de nettarieven beperkt de stijging
Kleine afnemers 17,5% van alle huishoudens 340.000 huishoudens zonder zonnepanelen 93.000 huishoudens met zonnepanelen		Tussen €20 en €50 stijging door minimale vaste bijdrage en genieten minder van lagere kWh-kosten	Quasi-gelijk of tussen €20 en €50 stijging door hoge gemiddelde maandpiek bij lage jaarverbruiken
Gemiddelde afnemers 59,8% van alle huishoudens 1.430.000 huishoudens zonder zonnepanelen 190.000 huishoudens met zonnepanelen		Zowel winnaars als verliezers Grotere verbruikers compenseren met de lagere kWh-kost de nieuwe vaste bijdrage	Zowel winnaars als verliezers Afhankelijk van gemiddelde maandpiek t.o.v. jaarverbruik Bewuste consument wint!
Grote afnemers 6,5% van alle huishoudens 135.000 huishoudens zonder zonnepanelen 25.000 huishoudens met zonnepanelen		Gemiddeld meer dan €100 daling op de jaarfactuur Lagere kWh-kost, maar hoger besparingspotentieel bij de digitale meter	Gemiddeld meer dan €100 daling op de jaarfactuur Lagere kWh-kost, beperkte gemiddelde maandpiek
Afnemers op exclusief nachttarief* 5,6% van alle huishoudens 127.000 huishoudens zonder zonnepanelen 25.000 huishoudens met zonnepanelen		Kleinere afnemers: beperkte daling, voordeel excl. nacht wordt afgebouwd Grotere afnemers: voordeel door lagere kWh-kost	Potentiële hoge stijging (€100) door de hoge vermogenspiek van accumulatieverwarming Maar: met actieve sturing wel grote besparing te realiseren

* Beslissing Vlaamse Regering: Uitstel uitrol digitale meter tot 2028 bij verbruikers op exclusief nachttarief, tenzij bij vervanging bij technisch defect van de bestaande meter, of bij aankoop zonnepanelen/thuisbatterij.

Huishoudens worden intussen aangemoedigd om gebruik te maken van premies voor de investering in sturing van elektrische verwarming.