Vlaams Parlement

192 (2019-2020) – Nr. 1
ingediend op 22 januari 2020 (2019-2020)

Verslag van de hoorzitting

namens de Commissie voor Leefmilieu, Natuur, Ruimtelijke Ordening en Energie
uitgebracht door Robrecht Bothuyne

over de voorstellen van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt (VREG) voor een nieuwe tariefstructuur voor periodieke distributienettarieven van elektriciteit voor klanten met een kleinverbruiksmeetinrichting

verzendcode: LEE

Samenstelling van de Commissie voor Leefmilieu, Natuur, Ruimtelijke Ordening en Energie:

Voorzitter: Carina Van Cauter.

Vaste leden:
Piet De Bruyn, Inez De Coninck, Andries Gryffroy, Freya Perdaens, Wilfried Vandaele;
Bart Claes, Leo Pieters, Sam Van Rooy;
Tinne Rombouts, Koen Van den Heuvel;
Gwenny De Vroe, Carina Van Cauter;
Johan Danen, Mieke Schauvliege;
Bruno Tobback.

Plaatsvervangers:
Annick De Ridder, Marius Meremans, Joris Nachtergaele, Axel Ronse, Nadia Sminate;
Carmen Ryheul, Stefaan Sintobin, Wim Verheyden;
Robrecht Bothuyne, Lode Ceyssens;
Willem-Frederik Schiltz, Bart Tommelein;
Chris Steenwegen, Tine Van den Brande;
Hannes Anaf.

Toegevoegde leden:
Jos D'Haese.

INHOUD

I. Toelichting door de VREG 4
1. Inleidende beschouwingen 4
2. De tariefstructuur 5
2.1. Wat is de tariefstructuur? 5
2.2. De voorstellen van tariefstructuur 6
II. Vragen en opmerkingen van de leden 9
1. Tussenkomst van Johan Danen 9
2. Tussenkomst van Bruno Tobback 9
3. Tussenkomst van Hannes Anaf 10
4. Tussenkomst van Andries Gryffroy 10
5. Tussenkomst van Willem-Frederik Schiltz 11
6. Tussenkomst van Robrecht Bothuyne 12
III. Antwoorden en discussie 12
Gebruikte afkortingen 16
Bijlage: zie dossierpagina op www.vlaamsparlement.be

De Commissie voor Leefmilieu, Natuur, Ruimtelijke Ordening en Energie hield op 8 januari 2020 een hoorzitting met de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt over de voorstellen voor een nieuwe tariefstructuur voor periodieke distributienettarieven van elektriciteit voor klanten met een kleinverbruiksmeetinrichting. Deze hoorzitting werd gevraagd bij de bespreking van het ontwerp van ondernemingsplan 2020 en het ontwerp van begroting van de VREG op 3 december 2019 waar het onderwerp ook aan bod kwam (*Parl.St.* Vl.Parl. 2019-20, nr. 172/1).

De bij de toelichting gebruikte presentatie en het consultatiedocument van de VREG van 5 september 2019 over dit onderwerp zijn te vinden op de dossierpagina van dit document op www.vlaamsparlement.be.

I. Toelichting door de VREG

1. Inleidende beschouwingen

Ronnie Belmans, voorzitter van de raad van bestuur van de VREG, legt uit dat de tariefstructuur een belangrijk onderdeel is van een goed werkende elektriciteitsmarkt. Vooreerst worden ter inleiding enkele algemene beschouwingen geformuleerd over de energiefactuur van de gezinnen voor elektriciteit en aardgas. Kanttekening daarbij is dat dit slechts een deel vormt van de globale energiefactuur die desgevallend ook kosten voor stookolie, hout en brandstof voor de wagen omvat.

Evolutie van de energiefactuur van de gezinnen

Voor de gezinnen dalen de elektriciteitskosten de voorbije jaren licht, voornamelijk ten gevolge van de VREG-ingrepen in de tarieven. Ook de aardgasfactuur daalt licht. Verhogingen komen echter in de pers uitgebreid aan bod, verlagingen amper.

Vergelijking met andere Europese landen

Op Denemarken en Duitsland na is de elektriciteitsfactuur voor gezinnen in België de hoogste in Europa, voor aardgas zit België bij de laagste. Dat is voor een deel afhankelijk van de samenstelling van de facturen en het aandeel van de distributienettarieven daarin.

Samenstelling van de distributienettarieven

De distributienettarieven dekken de netkosten, de meterhuur, de openbaredienstverplichtingen en de toeslagen. De openbaredienstverplichtingen maken daarbij een aanzienlijk deel uit van de elektriciteitsfactuur: bijna even hoog als de eigenlijke distributiekosten zelf. Die van de aardgasfactuur zijn veel lager. Om die reden is elektriciteit als verwarmingsbron duur. Als er meer kosten overgeheveld worden naar de aardgasfactuur, bestaat evenwel het risico dat aardgas duurder wordt dan stookolie, wat slecht is voor de CO_2-uitstoot.

Nu beslist de VREG hoe de openbaredienstverplichtingen over de burgers verdeeld worden, terwijl dat eigenlijk een politieke beslissing is die de regulator liever niet zelf neemt. Dat is een van de aspecten waarover een betere samenwerking tussen parlement en regulator mogelijk is.

Algemene visie van de VREG op de hervorming van de tariefstructuur

De elektriciteitsfactuur van de gezinnen bestaat ruwweg voor een derde uit energiekost, een derde uit distributiekost en een derde uit de openbaredienstverplichting. De energieprijzen zijn dynamisch: op een zonnige, winderige dag goedkoop, op een donkere, windloze winterdag duur. Op termijn moeten leveranciers de prijzen daaraan kunnen aanpassen, net daarom zijn digitale meters nodig. Dat zou de burger aanmoedigen om zijn elektriciteitsverbruik aan te passen aan het groenestroomaanbod. Het distributienettarief is vooral afhankelijk van de capaciteit van de verbinding. Het is dus zaak piekverbruik af te raden met een goede controle en tariefsturing zodat er, ook bij nieuwe ontwikkelingen zoals warmtepompen, elektrische voertuigen enzovoort, zo min mogelijk moet worden geïnvesteerd in meer koperdraad. De derde kostenpost voor de openbaredienstverlening kan dus, zo gewenst, op een andere manier verdeeld worden over de deelnemers aan het elektriciteitssysteem.

Energiegemeenschappen

De spreker vervolgt met het tweede aspect waarop samenwerking tussen de VREG en het parlement kan lonen. De Europese Unie heeft als deel van de Clean Energy Package lokale energiegemeenschappen ingesteld: de Citizen Energy Communities en de Renewable Energy Communities. Hoewel er veel over gepraat wordt, zijn ze volgens de spreker niet coherent en vooral vaag. Volgens de Europese Commissie is dat intentioneel opdat de lidstaten kunnen experimenteren en de commissie, na vijf jaar, in een volgende package wat goed werkt, in regels kan gieten. Vlaanderen kan een voortrekkersrol spelen door een goede wetgeving op dat vlak.

2. De tariefstructuur

Volgens *Pieterjan Renier,* algemeen directeur van de VREG*,* werkt de VREG aan een nieuwe tariefstructuur die tegen de zomervakantie klaar zal zijn, zodat ze kan worden geïmplementeerd vanaf 1 januari 2022.

2.1. Wat is de tariefstructuur?

De tariefstructuur is een onderdeel van de tariefmethodologie. De VREG legt die methodologie vast per reguleringsperiode, normaal per vier jaar. De methodologie bepaalt hoe een distributienetbeheerder vergoed wordt en hoe hij aangezet wordt tot efficiëntie. De methodologie legt dus heel wat regels, rapporteringen en berekeningen op die de distributienetbeheerders moeten volgen bij het bepalen van hun tarieven.

Het toegelaten inkomen uit distributienettarieven, eigenlijk het budget of de totale kosten die een distributienetbeheerder mag aanrekenen via de nettarieven, bestaat uit exogene en endogene kosten. Op de exogene kosten heeft de netbeheerder geen invloed, bijvoorbeeld de openbaredienstverplichtingen. Over de endogene kosten, bijvoorbeeld investeringen en operationele kosten beslist hij zelf, binnen een vast inkomensplafond. Als de netbeheerder beter doet dan het plafond, dan verhogen zijn marges.

Het toegelaten inkomen van de distributienetbeheerders voor elektriciteit is 2,2 miljard euro voor 2020, met ongeveer 1 miljard euro endogene kosten en 1,2 miljard euro exogene kosten. Voor aardgas is het toegelaten inkomen ongeveer 0,5 miljard euro. De endogene kosten voor elektriciteit bestaan voor ongeveer een derde uit investeringen, dus afschrijvingen, voor een ander derde uit de renumeratie voor die investeringen en een laatste derde zijn operationele kosten.

De tariefstructuur bepaalt op welke manier het door de VREG vastgestelde toegelaten inkomen van de distributienetbeheerders wordt aangerekend aan de verschillende distributienetgebruikers. De tariefstructuur deelt de distibutienetgebruikers op in klantengroepen en legt ook tariefdragers per groep op: kilowattuur, kilowatt, kilovoltampère enzovoort.

De VREG houdt zich bij het opstellen van de methodologie aan de meer dan twintig richtsnoeren uit artikel 4.1.32, §1, van het Energiedecreet. Heel wat van die richtsnoeren gelden ook voor de tariefstructuur. Zo moeten tarieven niet-discriminerend en proportioneel zijn. Ze moeten een afspiegeling zijn van de werkelijk gemaakte, efficiënte kosten. De tarieven moeten een juist evenwicht bewaren tussen de kwaliteit van de gepresteerde diensten en de prijzen die de distributienetgebruiker betaalt. Per distributienetbeheerder moet er een uniforme structuur zijn. De kosten voor openbaredienstverplichtingen moeten op transparante en niet-discriminerende wijze verrekenend worden. De tariefmethodologie moedigt de distributienetbeheerder aan om zijn efficiëntie te verbeteren, de integratie van de markt en de bevoorradingszekerheid te bevorderen. De tariefstructuur moet het rationeel gebruik van energie en de infrastructuur bevorderen. De tarieven moeten de mogelijke kostenvoordelen weerspiegelen ten gevolge van de aansluiting van hernieuwbare energiebronnen en gedistribueerde opwekking. De tarieven mogen geen prikkels bevatten die de efficiëntie van productie en levering aantasten of deelname van vraagrespons aan de markt voor evenwichtsdiensten belemmeren. De tarieven moeten prikkels geven voor de deelname van vraagrespons. De tarieven mogen niet beletten om het aanbod van systeemdiensten op georganiseerde elektriciteitsmarkten open te stellen voor vraagrespons en gedistribueerde opwekking.

De hervorming van de tariefstructuur slaat enkel op de periodieke distributienettarieven voor elektriciteit. De niet-periodieke tarieven zijn bijvoorbeeld de eenmalige kosten zoals bij een nieuwe aansluiting. De VREG heeft daarover twee consultaties georganiseerd: bij de grote bedrijven en bij de gezinnen en kleine bedrijven. Terwijl voorheen het onderscheid gemaakt werd tussen piekgemeten en niet-piekgemeten klanten, zal met de digitale meter overgestapt worden naar klanten met grootverbruiksmeetinrichtingen – met een aansluitingsvermogen groter dan 56 kVA – en met kleinverbruiksmeetinrichtingen. Voor een gemiddeld gezin is de aansluiting ongeveer 9,2 kVA. Terzijde meldt de spreker dat ook de tariefstructuur voor transmissienettarieven een capaciteitscomponent heeft. Die transmissiekosten worden in de distributienettarieven verrekend.

De VREG is in 2016 gestart met een consultatie om het draagvlak voor een capaciteitstarief te toetsen. Toen is beslist tot het onderscheid tussen de grootverbruiksmeetinrichting en de kleinverbruiksmeetinrichting. Over de tariefstructuur voor grootverbruiksmeetinrichtingen heeft een expertgroep van stakeholders een twintigtal keer vergaderd, waarna in 2019 een nieuwe consultatie gehouden is. Die resultaten zullen in de tariefmethodologie verwerkt worden.

Over de kleinverbruiksmeetinrichtingen heeft de VITO eerst een studie uitgevoerd, waarna er een stuurgroep en een belanghebbendenforum samengesteld zijn. In 2018 heeft de VREG verder onderzoek gedaan, ook naar de tariefstructuur in andere landen. In september 2019 is er dan een consultatie gehouden over een voorstel van tariefstructuur, waarvan de resultaten momenteel verwerkt worden. Tegen de zomer wenst de VREG een beslissing te nemen over een nieuwe tariefstructuur.

2.2. De voorstellen van tariefstructuur

Doelgroep van de vandaag besproken tariefstructuur zijn klanten met een kleinverbruiksmeetinrichting, gezinnen en kleine bedrijven, met digitale of klassieke meter, inclusief de distributienetgebruikers met een decentrale productie-eenheid van kleiner dan 10 kVA, de zogenaamde prosumenten. Het voorstel bevat enkele

principes en voorstellen van tariefdragers voor een capaciteitstarief. Doel is de integratie in de tariefmethodologie in 2021 en de invoering op 1 januari 2022, samen met de tariefstructuur van de grootverbruiksmeetinrichtingen.

Dit voorstel van tariefstructuur slaat op ongeveer een vijfde van de elektriciteitsfactuur van de gezinnen, namelijk de netkosten inzake distributienet, goed voor ongeveer 20 procent én de kosten voor netontwikkeling en beheer inzake transmissie, ongeveer 2 procent. Ook voor kmo's gaat het om 20 tot 25 procent van de kosten.

Waarom de tariefstructuur hervormen?

Nu is de factuur, zowel de energiecomponent als de andere kosten, gebaseerd op het kilowattuur. De uitzondering zijn de prosumenten, waarvoor ook het omvormvermogen een rol speelt. De netkosten van de distributienetbeheerder worden grotendeels bepaald door de dimensies van het net (stromen, spanningen en lengte van de geleiders), met andere woorden de afschrijvingen en de kapitaalskosten, goed voor ongeveer twee derde van de endogene kosten van de distributienetbeheerder. Voor de verrekening van dergelijke kosten is het kilowattuur zeker niet de beste kostendrager.

De distributienetbeheerder dimensioneert het net in functie van de verwachte maximale netbelasting. Die hangt af van het verwachte capaciteitsgebruik door de distributienetgebruiker en de spreiding daarvan over de tijd. Het net moet de hoogste synchrone piek, dus van alle gebruikers samen, aankunnen. Een tariefdrager op basis van capaciteit reflecteert beter de effectieve kostendrijvers en alloceert de kosten aan de distributienetgebruikers die de piek genereren.

De VREG verwacht dat, als er niet ingegrepen wordt, de netkosten ten gevolge van de energietransitie zullen stijgen. Oorzaak zijn de stijgingen van het decentrale hernieuwbare-energiegebruik, alsook van de toenemende elektrificatie ten gevolge van elektrische voertuigen en warmtepompen. Daardoor stijgt het netgebruik en de synchrone piek, waardoor er aanzienlijke investeringen in het net nodig zullen zijn, naargelang het scenario ongeveer 1 miljard euro tot 2030. Het komt er dus op aan de synchrone piek zo klein mogelijk te houden door een efficiënter gebruik van het net te stimuleren. Een tariefdrager op basis van capaciteit voor de aanrekening van de netkosten, stimuleert de distributienetgebruiker tot rationeel netgebruik. Het is een van de maatregelen om de netkosten beheersbaar te houden.

Cruciaal is de introductie van de digitale meter. In tegenstelling tot de klassieke meter waar alleen het aansluitingsvermogen de capaciteit weerspiegelt, kan bij de digitale meter gewerkt worden met de capaciteit van de aansluitkabel, het toegangsvermogen of het piekvermogen. Terloops wijst de spreker erop dat het voorstel om enkel de aansluitcapaciteit als basis te nemen bij de consultatie van 2016 op heel wat weerstand is gebotst. Eens een drager bepaald is, kan ook de distributienetgebruiker via de factuur en/of de $DM_{P1\text{-}poort}$ inzicht verwerven in zijn capaciteitsgebruik en dat optimaliseren, manueel of automatisch. Ook in andere landen lopen er studies over of is er al een capaciteitscomponent in de distributienettarieven voor gezinnen. Voorlopers zijn Nederland, Zweden, Finland en Spanje. Voor meer informatie verwijst de spreker naar het consultatiedocument.

Beoordeling van de tariefmodellen

De tariefmodellen die de VREG onderzocht, beantwoorden aan tal van criteria, onder meer die uit het Energiedecreet en die van de Council of European Energy Regulators (CEER). Zo moet een tariefstructuur de kosten reflecteren, eenvoudig en voorspelbaar, kostendekkend, transparant, niet-verstorend zijn voor de markt of het net, rationeel netgebruik bevorderen en op kostendrijvers gebaseerd zijn.

De VREG heeft de mogelijke capaciteitsgebaseerde tariefdragers geanalyseerd: aansluitingsvermogen, toegangsvermogen, piekvermogen. Toegangsvermogen is een reservering vooraf, piekvermogen wordt na het verbruik bepaald.

Om de zeven tariefmodellen te bepalen, heeft de VREG zich gebaseerd op de grootverbruikmodellen, op de VITO-studie en op de tariefstructuren van de omliggende landen. De modellen zijn getoetst aan de vermelde criteria.

Voorgestelde tariefmodellen

De VREG heeft de twee tariefmodellen die het best voldeden, voorgelegd in de consultatie. In het eerste model worden de netkosten voor 75 procent aangerekend op basis van capaciteit in kilovoltampère en voor 25 procent op basis van energie in kilowattuur, onder meer om netverliezen te verrekenen. In het tweede model worden netkosten volledig berekend op basis van capaciteit in kilovoltampère, dus het toegangsvermogen. De openbaredienstverplichtingen en de toeslagen worden in de twee gevallen nog steeds berekend op basis van het kilowattuur.

In tegenstelling tot de grootverbruiksmeetinrichtingen die zelf de gereserveerde capaciteit bepalen, zal het toegangsvermogen voor de kleinverbruiksmeetinrichtingen automatisch bepaald worden. Ook in andere EU-landen geniet dat de voorkeur voor gezinnen en kleine bedrijven. De VREG heeft daar twee methodieken voorgesteld: het jaarlijks instellen van het toegangsvermogen op basis van het kwartier met het hoogste verbruik van het jaar ervoor, de jaarpiek, of het maandelijks instellen van het toegangsvermogen op basis van het hoogste kwartierverbruik van de daaraan voorafgaande twaalf maanden, de zogenaamde rollende jaarpiek.

De VREG stelt voor om het dag- en nachttarief en het exclusieve nachttarief af te schaffen. ’s Nachts zijn de netkosten immers niet lager. Die onderverdeling is niet aangepast aan het veranderende energielandschap met meer decentrale en weersafhankelijke productie. De VREG wil wel een andere ‘time of use’-prikkel onderzoeken, zodat de distributienetgebruikers ertoe aangezet worden minder capaciteit aan te spreken op momenten van synchrone piek.

In het technisch reglement heeft de VREG bepaald dat leveranciers vanaf 2021 dynamische energieprijzen kunnen hanteren. Het gaat dan over de energiekostcomponent van de elektriciteitsfactuur. Een leverancier met een gelijkmatige energieproductie heeft er allicht belang bij dat klanten meer ‘s nachts verbruiken terwijl dat helemaal anders kan zijn voor aanbieders met vooral windenergie. Voor de nettarieven is ook een ‘time of use’-prikkel mogelijk, maar het tijdstip kan variëren, bijvoorbeeld naargelang de regio. De VREG wil dat bestuderen, maar invoering vanaf 2022 is niet haalbaar en ook niet wenselijk daar het een te grote stap zou betekenen in de tarieven.

Distributienetgebruikers met een decentrale productie-eenheid van meer dan 10 kVA betalen een injectietarief. Volgens de Europese elektriciteitsverordening mag er geen discriminatie zijn in de toepassing van de tariefmethodologie tussen productie aangesloten op transmissie en op distributie. Dat betekent niet dat de tarieven gelijk moeten zijn voor de verschillende spanningsniveaus, maar wel dat eventuele verschillen grondig moeten worden verantwoord. De VREG stelt het kilowattuur voor als tariefdrager voor injectie door klanten met kleinverbruiksmeetinrichtingen, net als bij de tariefstructuur voor transmissienettarieven.

In de overgangsperiode zullen er zowel digitale als klassieke meters zijn. Het is zaak de gebruikers ervan bewust te maken dat iedereen een digitale meter krijgt om investeringen te vermijden die niet langer opportuun zijn met dergelijke meters. Omdat de klassieke meter geen piekregistratie doet, is de automatische bepaling van het toegangsvermogen op basis van historische piekmetingen niet

mogelijk. Om verschillende redenen is ook het aansluitingsvermogen niet geschikt als tariefdrager. Daarom zal voor gebruikers met klassieke meters de aanrekening van de kosten blijven gebeuren op basis van kilowattuur. In de consultatiedocumenten staan er enkele flankerende maatregelen voor die overgangsperiode. Die hebben een beperkt toepassingsgebied en zijn erop gericht de herverdelende effecten te beperken.

De consultatie

De consultatie liep van 5 september tot 16 oktober 2019. Er werd gevraagd welk van de geselecteerde tariefmodellen en welke berekeningsmethodiek de respondenten het meest geschikt achtten. Voorts werd nagegaan of ze het wenselijk vonden dat klanten met een kleinverbruiksmeetinrichting en digitale meter kunnen afwijken van het automatisch bepaald toegangsvermogen en hoe ze dachten over het kilowattuur als basis voor de aanrekening van injectie. Ook werd gepolst hoe lang ze een maximumtarief als overgangsmaatregel noodzakelijk achtten.

Tot slot wijst de spreker de parlementsleden op de achtergrondinformatie op de VREG-website, onder meer een filmpje met de motivering. Dat moet zorgen voor een zo breed mogelijk draagvlak voor capaciteitstarieven.

II. Vragen en opmerkingen van de leden

1. Tussenkomst van Johan Danen

Johan Danen informeert wat de gevolgen zullen zijn van de nieuwe tariefstructuur voor de elektrificatie. Het is onbegrijpelijk dat houtpellets en stookolie goedkoper zijn dan warmtepompen.

Verwacht de VREG voorts dat leveranciers inderdaad dynamische energieprijzen zullen hanteren? Gebeurt dat al in het buitenland? Hoe groter het aantal dynamische componenten, hoe kleiner de voorspelbaarheid van de factuur.

Hij verwacht ook dat het gedrag van gebruikers slechts traag zal veranderen. De financiële stimulans is daarvoor allicht niet groot genoeg. Hoe zal de VREG de gebruikers aanmoedigen om hun verbruik aan te passen?

Hij beseft dat voor klassieke meters het kilowattuur de enig haalbare basis voor de erg ruwe bepaling van de capaciteit is. Hoe zal evenwel de capaciteit verrekend worden in het eerste jaar nadat een digitale meter geïnstalleerd is?

Klopt het dat Nederland een 100 procentcapaciteitstarief voor distributienetkosten hanteert? Wanneer is dat ingevoerd? Was er veel protest tegen?

Zullen gebruikers die doorgaans zuinig omspringen met energie, gestraft worden als ze toch eens een paar dagen veel verbruiken?

Hoe ziet de VREG de bijkomende 'time of use'-component?

2. Tussenkomst van Bruno Tobback

Bruno Tobback informeert of het capaciteitstarief in andere landen een effect heeft op het uitvlakken van de synchrone piek. Voor hem is een capaciteitstarief zoals rekeningrijden maar dan zonder fietspaden en treinen. Alles staat of valt met de mogelijkheid van kleinverbruikers om hun piekverbruik af te vlakken. Een koelkast kan niet uitgeschakeld worden tussen 6 en 9 uur 's ochtends. Vanaf wanneer zal het gemiddelde gezin in staat zijn gedrag effectief aan te passen, bijvoorbeeld door

zich programmeerbare toestellen aan te schaffen? Zijn er simulaties gemaakt wat dergelijke toestellen voor effect hebben op de factuur?

3. Tussenkomst van Hannes Anaf

Hannes Anaf is verontrust door wat op pagina 37 van het consultatiedocument staat over de impact op klanten, namelijk dat een beperkt aantal netgebruikers bij ongewijzigd gedrag mogelijk met een verveelvoudiging van de huidige netfactuur kan worden geconfronteerd. Met overgangsmaatregelen zal ervoor gezorgd worden dat er maximaal een verdubbeling is. Voor veel mensen is de energiefactuur echter nu al een zware dobber. Blijkt uit de simulaties voor welk type klant een grote stijging een risico is? Gaat het om kleinverbruikers, kwetsbare gezinnen, grotere gezinnen enzovoort? De spreker dringt aan op een bijsturing van dit aspect.

4. Tussenkomst van Andries Gryffroy

Andries Gryffroy heeft twee zorgen. De twee behouden modellen zijn weinig innoverend uit schrik dat de facturen zullen stijgen voor verbruikers die hun gebruik niet aanpassen. Het laat weinig ruimte voor early adopters. Een tweede zorg is dat gebruikers met een klassieke meter geen capaciteitstarief hebben, terwijl het vijftien jaar zal duren vooraleer iedereen een digitale meter heeft. Hij waarschuwt voor discriminerende effecten. Digitale meters worden bij voorrang gegeven aan mensen met fotovoltaïsche cellen en mensen met een sociaal tarief. Wie niet tot die groepen behoort, moet vooralsnog betalen voor de digitale meter. Is het niet nodig de digitale meters veel sneller te installeren? Wanneer zal de VREG klaar zijn met de kosten-batenanalyse daarvoor? Het grote bezwaar van Fluvius is dat het te weinig installateurs vindt, maar de spreker wijt dat aan de technisch en administratief overladen raamcontracten met slechte financiële vergoedingssystemen.

Over de gekozen modellen valt te discuteren, maar de spreker mist vooral een 'time of use'-component. Waarom niet enkel inzake de Europese energiegemeenschappen maar ook in verbruikstijdverrekening een voortrekkersrol spelen? De specificiteit van het lokale verbruik, bijvoorbeeld een piek 's avonds in een straat met veel elektrische wagens, maakt het nodig om niet enkel het individuele piekvermogen in de gaten te houden maar ook te zien of het globale net de toevoer aankan. Dat er geen verbruikstijdverrekening voor de early adopters is, vindt hij een spijtige zaak. Waarom het Sperrzeiten-Tarif van Oostenrijk niet overwegen?

De slimme toestellen bestaan en zijn niet altijd duurder, maar vinden hier geen afnemers. Net daarom moeten de digitale meters sneller overal geïnstalleerd worden.

Hij is voorstander van een rollende jaarpiek. Anders duurt het een jaar eer investeringen om de pieken af te vlakken, impact hebben.

Voor de injectie van stroom zal de VREG het kilowattuur als basis nemen. De spreker zou graag in proefprojecten uitgetest zien of de combinatie van kilowatt en kilowattuur niet zinvoller is. Als de hernieuwbare-energiegemeenschappen wachten op een goede kilowattuurprijs en dan op hetzelfde moment injecteren, kan dat immers voor congestie zorgen.

Hij wijst er terloops nog op dat er ook goedkope slimme stekkers bestaan, die aangestuurd kunnen worden vanop de smartphone of energiemeter, waardoor er geen nieuwe toestellen moeten worden aangekocht. *Bruno Tobback* verwacht dan ook dat het piekverbruik in Nederland ongelofelijk teruggelopen zal zijn.

5. Tussenkomst van Willem-Frederik Schiltz

Volgens *Willem-Frederik Schiltz* beseft iedereen dat een capaciteitstarief onontkoombaar is, maar de implementatie ervan is niet eenvoudig. Hij vreest voor een catch 22 tussen prijssignaal en marktontwikkelingen. Een duidelijk prijssignaal is nodig opdat de consument meegaat in de energietransitie en een markt van decentrale systemen ontstaat. Om echter impact te hebben op de factuur, heeft de consument die systemen nodig. Zonder ten minste een aankondiging van een prijssignaal zal de markt geen oplossingen geven om de prijs te drukken. Een te bruuske invoering ondermijnt echter het draagvlak. Zelfs met overgangsmaatregelen ligt deze verandering gevoelig.

De focus bij de voorgestelde modellen ligt op de kosten van het net en niet van het volledige energiesysteem. Bij een productiepiek en bijhorende lage prijzen kan het interessant zijn de vraag aantrekkelijk te maken. Een stimulus om de congestie op het net laag te houden, zou dat mechanisme kunnen hinderen. Zijn zowel de systeemkosten voor het net als de systeemkosten voor energie in rekening gebracht bij de keuze van de twee modellen? Het is immers zaak de maatschappelijk meest interessante structuur te kiezen, niet alleen de interessantste voor het net. De VITO had andere scenario's voorgesteld dan de twee die de VREG koos. Hij vraagt of de keuzecriteria allemaal even zwaar wogen. Of is rationeel energiegebruik minder of meer belangrijk dan elektrificatie? Hoe zwaar weegt het risico op niet-efficiënt gedrag voor het net? Hoe lag de verhouding tussen de kosten, de implementeerbaarheid en de toekomstbestendigheid?

De impact van de scenario's op de diverse afnemers is nog niet duidelijk. Bij andere pogingen tot tariefaanpassingen bleek dat het maatschappelijk draagvlak wegvalt als bepaalde categorieën gebruikers significant meer moeten betalen. Het is immers zaak niet alleen de macro-effecten te kennen maar ook te weten hoe die verdeeld worden over de categorieën gebruikers. Zo kan bepaald worden of het gedrag of de toestand van de gebruiker, bijvoorbeeld een alleenstaande in een appartement of een kroostrijk gezin op het platteland, bepalend is voor de kost.

Een bijkomende factor maakt het systeem niet eenvoudiger, maar differentiëren in de tijd heeft een groot effect op het net én het energiesysteem. Pieken beperken is cruciaal voor de energietransitie, zeker voor decentrale systemen. De VREG maakt geen melding van aggregatoren die alle belang hebben bij een 'time of use'-prikkel. Een aggregator regelt voor elk van zijn klanten een economisch optimaal energieverbruik. Met zijn lokale energiegemeenschappen en hernieuwbare-energiegemeenschappen legt Europa daar grote nadruk op. De Europese richtlijn vraagt trouwens om in te zetten op flexibele of dynamische tarieven.

Enkel toegangsvermogen als een van de preferente scenario's zal ervoor zorgen dat consumenten kiezen voor een hoog toegangsvermogen zodat ze niet voor verrassingen komen te staan. De motivatie voor slimme systemen of spreiding van verbruik valt weg eens die keuze gemaakt is. Een grote zorg uit de eerste consultatieronde was ook dat rationeel energieverbruik, zowel economisch als ecologisch, dreigt te verdwijnen, alsook dat de mogelijkheid voor nieuwe marktpartijen beperkt zijn. De focus blijft ook zelfverbruik op één afnamepunt.

Hij waarschuwt ervoor dat een eigenaar van zonnepanelen niet mag gepenaliseerd worden als hij een groter volume injecteert. Het 100 procentcapaciteitstarief voor injectie dreigt het delen van elektriciteit, bijvoorbeeld met de buren, of andere innovaties te hinderen.

6. Tussenkomst van Robrecht Bothuyne

Robrecht Bothuyne heeft begrepen dat de methodologie voor vier jaar zal gelden. Komen er ook evaluatiemomenten, bijvoorbeeld om de markteffecten en het ontstaan van aggregatoren te monitoren? Wat zijn de kritische succesfactoren waarop de methodologie beoordeeld wordt?

Vlaanderen staat niet alleen in zijn zoektocht naar de ideale methodologie. In het buitenland en in andere landsdelen zijn de regulatoren daar volop mee bezig. In Brussel geldt al een nieuwe methodologie. Welke lessen zijn daaruit getrokken?

Ook hij wil weten welke weging er aan de criteria voor de keuze tussen de zeven modellen is gegeven. Voorts wil hij wat meer uitleg bij de twee gekozen modellen.

Ook informeert hij of er meer rekening gehouden kan worden met het tijdstip van verbruik. Zo ja, waarom gebeurt dat dan nog niet? Zijn er daarvan goede voorbeelden in het buitenland?

Tarieven zijn bedoeld om de netkosten onder controle te houden maar ook aan te zetten tot elektriciteitsbesparing. Wat is het effect van de twee modellen daarop?

Is er een impactberekening voor de verschillende verbruikersgroepen? Is de terugverdientijd van bestaande en nieuwe fotovoltaïsche installaties gesimuleerd? Is berekend of de afschaffing van het dag- en nachttarief en het exclusieve nachttarief zal leiden tot wijzigingen in de verbruikspieken?

Wat zal de impact zijn van de uitspraak van het Grondwettelijke Hof in het vernietigingsberoep tegen het Energiedecreet op de timing en de inhoud van dit voorstel?

III. Antwoorden en discussie

Invoering van digitale meters

Ronnie Belmans zegt dat heel wat valt of staat met een snellere invoering van de digitale meters. Ook de Europese eisen aangaande dynamische tarieven van leveranciers nopen daartoe. De VREG werkt aan de gevraagde kosten-batenanalyse. Alles wijst erop dat die analyse positief is en, gezien de sterk veranderde kapitaalskost met nagenoeg geen intrest meer, zelfs nog positiever zal uitdraaien. De VREG kan de uitrol versnellen via zijn technisch reglement.

Versnelling van de elektrificatie

Pieterjan Renier beaamt dat een stijgende elektrificatie, onder meer door elektrische voertuigen en warmtepompen, verwacht wordt. Een capaciteitstarief zal net een stimulus zijn voor warmtepompen omdat de facturatie op basis van vermogen (kilowatt) in plaats van continu verbruik (kilowattuur) daarvoor voordeliger zal zijn. Voor een eigenaar die zijn elektrische voertuigen slim laadt, geldt hetzelfde. In eerste fase zal hij zijn moment van opladen zelf slim moeten kiezen, in een latere fase zullen slimme laadsystemen dat voor hem doen. Andere toestellen zoals wasmachines hebben een klein verbruik, slim gebruik daarvan levert minder voordeel op. *Ronnie Belmans* leert uit het Nederlandse voorbeeld dat de generatie van warm water mogelijkheden biedt om een groter voordeel te halen uit het capaciteitstarief. Heel wat Nederlandse gezinnen installeerden om die reden een warmwaterboiler.

Pieterjan Renier bevestigt dat Europa de leveranciers verplicht om vanaf 1 januari 2021 dynamische prijscontracten voor het energiegedeelte aan te bieden. Voorts

zijn er geen voorwaarden voor dergelijke contracten. In het begin zal daar allicht slechts een beperkt percentage van de eindgebruikers op ingaan. Die gebruikers hebben dan wel een digitale meter nodig.

Bepaling van het capaciteitstarief bij de introductie

Hoe de verrekening zal gebeuren in het eerste jaar na de installatie van een digitale meter, wordt momenteel nog verder uitgewerkt. In Nederland is het capaciteitstarief geïntroduceerd in 2009, maar dan wel op basis van het aansluitingsvermogen, want er waren nog geen slimme meters. Zowat alle gebruikers, behalve wie op dat moment een elektrisch voertuig of een warmtepomp had, kwamen in dezelfde groep terecht en betaalden hetzelfde nettarief. Nu lopen er ook daar studies voor andere/bijkomende tariefdragers. De VREG wil de stap van het aansluitingsvermogen overslaan en dadelijk gebruikmaken van de mogelijkheden van de digitale meters. Hoe het piekverbruik te verlagen, is de hamvraag voor alle regulatoren. Cruciaal zijn niet de kleinere elektrische apparaten maar wel de voertuigen en warmtepompen.

Effecten van het capaciteitstarief

Bruno Tobback concludeert dat het capaciteitstarief vooralsnog in geen enkel land een effect heeft op het uitvlakken van de pieken. *Ronnie Belmans* zegt dat de pieken ten gevolge van het gebruik van airco in het zuiden van Italië uitgevlakt zijn. Italië was dan ook voorloper in de installatie van digitale meters en zijn nieuwere modellen zullen nog meer mogelijkheden bieden. *Bruno Tobback* merkt op dat het percentage van woningen dat in Italië een airco heeft ettelijke keren hoger is dan het aantal gezinnen dat in Vlaanderen een warmtepomp heeft of binnen enkele jaren zal hebben, of een elektrisch voertuig. Hij is bezorgd dat 6 miljoen Vlamingen vanaf volgend jaar zullen betalen voor iets wat pas over een vijftiental jaar effect zal hebben. *Ronnie Belmans* beaamt dat, maar wijst erop dat het toegelaten inkomen uit distributienettarieven gelijk blijft of wellicht nog zal dalen. Vlamingen zullen dus als groep niet meer betalen, maar er zal wel een verschuiving zijn. Technieken nodig voor de energietransitie, worden daardoor wel gemakkelijker geïntroduceerd. *Bruno Tobback* vertaalt dat mensen gepusht zullen worden om die technieken te kopen omdat ze anders hogere elektriciteitsfacturen zullen hebben. Die uitgaven zullen voor een grote groep gezinnen bijzonder vervelend zijn. Rekeningrijden zonder alternatief betekent gewoon meer uitgeven om hetzelfde te doen. Mensen die daarvoor geen geld hebben, stimuleren om een elektrische auto te kopen, worden niet gestimuleerd maar alleen geambeteerd.

Johan Danen begrijpt die redenering maar wil evenmin dat mensen afgeschrikt worden om een warmtepomp te installeren. Het is aan de politiek om een evenwicht te vinden, vandaar zijn vraag naar de simulaties.

Pieterjan Renier zegt dat de consultatieronde vooral ging over de principes. Er zijn ook heel wat andere factoren die een impact hebben op de energiefactuur. De nieuwe tariefstructuur slaat op 20 procent van de energiefactuur, maar daarnaast zijn er de openbaredienstverplichtingen enzovoort. Het kan dat het aandeel capaciteitstarief voor een bepaalde klant stijgt, terwijl een andere component daalt. Eigenlijk is de verbruiker geïnteresseerd in de hoogte van de totale factuur, niet van de componenten.

Andries Gryffroy wijst erop dat ook het huidige systeem niet sociaal is. Een gepensioneerde alleenstaande in een klein appartement kan gelijkmatig verspreid over de dag eenzelfde energieverbruik hebben en dus evenveel betalen als een welgesteld gezin op het platteland, met zonnepanelen en een warmtepomp. Dat is niet logisch. Voor een snellere internetverbinding betaalt een klant wel meer. Met een capaciteitstarief zou de gepensioneerde iets minder betalen. Het welgestelde gezin

betaalt meer omdat het een zwaardere verbinding nodig heeft, maar moet ook beloond worden om energie te consumeren op energieluwe momenten. Net daarom is de tijdscomponent ook voor de distributienetkost zo belangrijk.

Johan Danen vult aan dat voor heel wat andere diensten de vaste kostencomponent stijgt: voor water, afval, telecom, internet, kabel, telefonie. Als de vastekostencomponent ook voor energie toeneemt, kan dat voor bepaalde groepen problemen geven, wat inderdaad tot aanzienlijke protesten kan leiden.

Time of use

Pieterjan Renier legt uit dat de VREG met time of use in het consultatiedocument een statisch tarief bedoelt, zoiets als dag- en nachttarief of een lager tarief van 22 uur tot 6 uur. Daarvan wil de regulator af om geen pieken te creëren op die schakelmomenten. Daarvan zijn er al simulaties. De pieken kunnen daarbij ook lokaal verschillen, dus per distributienet.

Op de vraag hoe de verbruiker voordeel kan halen van de beperking van zijn capaciteit op bepaalde tijdstippen antwoordt hij dat dit afhangt van de definitie van capaciteit en jaarpiek. In het consultatiedocument wordt het kwartier in het jaar met de zwaarste belasting gebruikt. Het klopt dat wie één keer veel verbruikt dan niet veel redenen heeft om zijn gedrag op andere momenten aan te passen. De VREG zal rekening houden met die opmerking die ook in de consultatieronde naar voren kwam. De regulator zal ook een 'time of use'-systeem onderzoeken waarbij het zeker de bedoeling is dat de eindgebruiker daar lokaal de vruchten van plukt.

Andries Gryffroy legt uit dat onder het Sperrzeiten-Tarif in Oostenrijk klanten met een warmtepomp via een aggregator financieel voordeel krijgen als ze ermee akkoord gaan dat ze tot 32 keer per jaar gedurende vijftien minuten kunnen worden afgeschakeld. Door de bufferingsmogelijkheden geeft dat voor hen geen hinder. Een aggregator kan, op vraag van de distributienetbeheerder, bij congestie op het net de warmtepompen stilleggen en krijgt daarvoor een vergoeding van de netbeheerder. *Pieterjan Renier* zegt dat dit aspect niet in dit consultatiedocument, dat enkel over de tariefstructuur gaat, staat. De VREG werkt aan een regeling waardoor de distributienetbeheerder diensten kan kopen van aggregatoren. Het is de bedoeling om dat tegen 1 januari 2021 in een Flexibiliteitsdecreet en nadien in een technisch reglement te gieten. Dat is een eis van Europa. *Andries Gryffroy* zegt dat zowel een capaciteitstarief als een digitale meter daarvoor nodig zijn. *Pieterjan Renier* zegt dat het effectief mogelijk moet zijn op 1 januari 2022. *Ronnie Belmans* benadrukt dat alle huishoudens dan het best tegen 2024 een digitale meter hebben.

Evaluatie van de methodologie

Pieterjan Renier stelt dat de methodologie, waaronder ook de tariefstructuur valt, zal gelden voor de periode 2021-2024. Vanaf 2025 kan er een nieuwe komen, maar wat goed werkt wordt voortgezet. Het is mogelijk om tijdens een regulatoire periode de methodologie te wijzigen.

Welke lessen te trekken uit andere voorbeelden?

In Brussel en Wallonië zijn er nog geen digitale meters. Het Brusselse capaciteitstarief is beperkt in hoeveelheid en dus ook in effect. In andere landen zijn er wel digitale meters, waaraan de tariefstructuren worden aangepast.

Keuze van de modellen

Hoe er uit de zeven modellen twee gekozen zijn, staat beschreven in het consultatiedocument. De gebruikers en stakeholders konden wel op de andere modellen reageren. Daar kan waar nodig nog op worden bijgestuurd in functie van de feedback.

Effect van een mogelijk vernietigingsarrest van het Grondwettelijk Hof

In de tariefmethodologie zal rekening gehouden worden met elk mogelijke uitkomst van het vernietigingsberoep. Daarvoor worden scenario's uitgeschreven. Tegen de zomervakantie zal er immers nog geen uitspraak zijn.

Ongelijkheid tussen klanten met klassieke en met digitale meters

Op de vraag van *Andries Gryffroy* of er geen discriminatie is tussen klanten die over een digitale meter zullen beschikken en zij met een klassieke meter, antwoordt *Pieterjan Renier* dat de VREG de meters sneller wil laten installeren. De aankoop is trouwens significant goedkoper gemaakt, van 270 naar 80 euro. Op de opmerking van *Andries Gryffroy* dat er nog altijd een periode zal zijn met twee types meters, repliceert *Pieterjan Renier* dat de VREG discriminatie wil vermijden. Vooraleer de tariefmethodologie in te voeren zal dat bekeken worden door juristen.

Carina VAN CAUTER,
voorzitter

Robrecht BOTHUYNE,
verslaggever

Gebruikte afkortingen

DM	digitale meter
EU	Europese Unie
kmo	kleine of middelgrote onderneming
kVA	kilovoltampère
P1	gebruikerspoort voor verbruiksinformatie
VITO	Vlaamse Instelling voor Technologisch Onderzoek
VREG	Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt