

Proces-verbaal van de overlegvergadering van 16 juni 2021 voorafgaand aan de mogelijke wijziging door de VREG van de tariefmethodologie 2021-2024

Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt ("VREG")

–

Elektriciteits- en Aardgasdistributienetbeheerders actief in het Vlaamse Gewest

Datum	Woensdag 16 juni 2021 13.00-13.45uur
Plaats	Teleconferentie
Deelnemers	Vertegenwoordigers van Fluvius System Operator cv (verder "FSO") namens de elektriciteits- en aardgasdistributienetbeheerders actief in het Vlaamse Gewest: Roby Bosmans, Luc Decoster, Liesbeth Haelterman, Paul Lauwers. Vertegenwoordigers van de VREG: Pieterjan Renier, Thierry Van Craenenbroeck, Bregt Leyman, Marc Michiels.

Kader: De overlegvergadering kadert in het gestructureerd, gedocumenteerd en transparant overleg tussen de distributienetbeheerders en de VREG over een mogelijke wijziging van de tariefmethodologie 2017-2020 en 2021-2024, en dat voorafgaat aan de organisatie van een openbare raadpleging van een consultatievoorstel hierover door de VREG.¹

Overdracht saldo op terugdraaiende teller naar digitale meter

De bespreking wordt ingeleid door de VREG (PR).

De VREG (TVC) geeft een korte toelichting bij het eerste agendapunt. Het betreft het voorstel tot overname in de tariefmethodologie 2021-2024 van de bepaling in het Energiebesluit art. 3.1.52 dat een overschot aan teruggedraaide kWh-netto-afname op de klassieke teller bij prosumenten wordt meegenomen naar de eerste afrekening op de vervangende digitale meter.

FSO (LD) stelt dat hun lezing van de bepaling in het Energiedecreet aanvankelijk anders was, nl. dat het overschot zou in rekening gebracht worden aan de injectiezijde. Fluvius heeft dat dan ook als dusdanig geïmplementeerd. Men stelt vast dat er een voorkeur, interpretatie of keuze van VREG (en Kabinet) is voor compensatie op de afnamezijde.

¹ Volgens hun 'Overeenkomst van 7 juni 2021 over de overlegprocedure volgens de artikelen 4.1.31, §1 en 4.1.33, §4 van het Energiedecreet voorafgaand aan de openbare raadpleging over het ontwerp van wijziging van de tariefmethodologie voor distributie elektriciteit en aardgas gedurende de reguleringsperiodes 2017-2020 en 2021-2024'.

FSO verkiest om de bepaling uit het Energiebesluit over te nemen zonder meer, m.a.w. het in rekening nemen van het overschot stopt na de eerstvolgende afrekening (periodieke afrekening of afrekening op basis van scenario geïnitieerd door de klant, bv. leverancierswissel) op de digitale meter. Hierbij is er de kans dat de netgebruiker nog niet zijn volledig overschot op de terugdraaiende teller heeft kunnen afnemen van het net met zijn digitale meter. Maar het resterend overschot nadien nog in rekening nemen zou verder gaan dan het Energiebesluit en lijkt niet mogelijk gelet op het arrest van het Grondwettelijk Hof. Ook in het verleden was het compensatieprincipe en de eventuele overdracht van overschotten beperkt tot de eerstvolgende afrekening.

Volgens FSO zou de nieuwe bepaling op relatief korte termijn kunnen geïmplementeerd worden in de marktprocessen mits deze implementatie gepland kan worden op een moment dat de andere prioritaire programma's niet beïnvloed worden. Men gaat ervan uit dat de kWh-waarden in de markt die de basis zijn voor de aanrekening van alle tariefcomponenten (bv. federale bijdrage) één op één mee zullen wijzigen.

Wijziging aanrekening prosumentarief

VREG (TVC) licht het tweede agendapunt toe. Het omvat concreet het voorstel tot wijziging van de aanrekening van het jaarlijkse prosumentarief. Waar het nu wordt aangerekend pro rata temporis, zou het opgedeeld worden per maand volgens het normaal aantal uren zonschijn in die maand. Binnen elke maand blijft het pro rata temporis. Het aan te rekenen tarief kan zo beter aansluiten bij de werkelijke teruggedraaide kWh in de meetperiode. Op jaarbasis maakt het geen verschil.

FSO (LD) begrijpt de redenering achter het voorstel, alhoewel het een benadering blijft en er nog andere zaken meespelen zoals de gelijktijdigheid tussen productie en verbruik waardoor het maandelijks prosumentarief eerder een maat zou zijn voor de niet gemeten afname.

De aanpassing van het prosumentarief per maand zal een complexe wijziging vragen van de marktsystemen. Ze zijn vandaag niet voorzien op een dergelijke manier van werken bij de berekening van de tarieven en specifiek voor het prosumentarief. Gezien de prioriteit die moet gegeven worden aan de go-live van het CMS volgens MIG 6 en nadien aan de invoering van een nieuwe tariefstructuur elektriciteit midden 2022, met het vrijwaren van de stabilisatieperiodes na die go-lives, verwacht FSO dat een dergelijk nieuw prosumentarief pas implementeerbaar is tegen einde 2022. FSO ziet intern geen goede alternatieven of workarounds voor de aanrekening. Men zou (tijdelijk) als workaround het omvormervermogen op de factuur kunnen manipuleren in functie van het nieuwe prosumentarief en zo op basis van dag pro-ratering blijven werken maar dat zou voor de klant moeilijk verstaanbaar zijn.

VREG (TVC) merkt op dat tegen 2025 alle prosumenten over een digitale meter moeten beschikken, zodat het prosumentarief uitdovend is. FSO (LD) merkt op dat er nu in de beginfase nog niet veel prosumenten bereid gevonden zullen worden tot een ombouw. FSO verwacht dat, gelet op het huidige regelgevend kader de bestaande prosumenten eerder

tegen einde 2028 volledig zullen overgeschakeld worden naar de digitale meter, dit onverminderd de verplichte ombouw bij bv installaties waar de periode van 15 jaar compensatie is afgelopen.

Onderzoek retroactieve aanpassing distributienettarieven

Het derde agendapunt heeft betrekking op het scenario waarin er voor de prosumenten met digitale meter, die een afrekening ontvingen naar aanleiding van de publicatie van het arrest 5/2021 van het Grondwettelijk Hof in het Belgisch Staatsblad op 1 maart 2021, een retroactieve aanpassing zou doorgevoerd worden van de dan aangerekende distributienettarieven.

FSO (LD) merkt op dat, indien men zou overwegen de wijziging van aanrekening van het prosumentarief (vorige agendapunt) zo ook retroactief toe te passen, dit mogelijks niet zou voldoen aan de verwachtingen die over zo'n retroactieve aanpassing gecreëerd werden. Daarnaast zal een retroactieve aanpassing via de marktcascade mogelijks aanleiding geven tot verschillende herberekeningen en moet er rekening gehouden worden met toenemende complexiteit ten gevolge van scenario's in het verleden, bv verhuis, leverancierswissel etc. en de berekening op basis van klant (en niet per EAN).

VREG (PJ) vraagt of FSO een inschatting kan maken over de kostprijs van een dergelijke retroactieve rechtzetting, gericht aan dezelfde personen die titularis zijn/waren op die toegangspunten op 1/3/2021 en dit via de bestaande marktsystemen.

FSO (LD) vraagt de VREG om duidelijkheid te geven over de vrijheidsgraden om alternatieve oplossingen buiten de marktwerking uit te werken.

VREG (PJ) geeft aan dat het gebruik van de cascade naar de energieleveranciers juridisch is opgelegd en men dit niet naast zich kan neerleggen.

FSO (LD) rekent met minstens 250 k EUR IT-implementatiekost plus kosten voor bijkomende administratieve rompslop (callcenter e.d.) plus extra kosten voor het telkens zoeken naar de juiste persoon.

Update informatie kosteninschatting door FSO:

Uitgaande van implementatie maandelijks prosumentarief én retroactiviteit na go-live CAPTAR – dus najaar/einde 2022

- Implementatie maandelijks prosumentarief: **250k€** - bedrag, verwijst naar de IT implementatiekost in CMS + testwerk
- Retroactiviteit:
 - Gezien pre-MIG6, post-MIG6, pre-CAPTAR en post-CAPTAR perioden hierover gaan, is er sprake van risico op aantal nieuw op te maken berekeningen per betrokken klant (correctie per timeslice)! het is nog onduidelijk tot hoeveel facturen van de leverancier dit aanleiding zal geven. Zeker is dat er naast de mogelijke relationele wijzigingen

- meerdere tariefaanpassingen zullen hebben plaatsgevonden in de periode die moeten gecorrigeerd worden.
- **Extra 250k€:** tarieven in het verleden opladen in CMS, extra testwerk > complexiteit retroactiviteit en creatie meerdere timeslices en veelvoud van facturatielijnen. Bovenop de kost, ook grote risico's en onzekerheden gezien het groot aantal facturen dat opnieuw zal moeten berekend worden aanpassingen, binnen nieuw systeem waar dit nog onvoldoende gekend/getest werd.
 - **Extra 50k€** als administratieve kost – behandelen van klachten, vragen, narekenen. Gelet op onduidelijkheid naar klanten gezien verschillende nieuwe facturen.
 - Bovenstaande inschatting zijn onze kosten vanuit rol DNB, we verwachten dat de aanpassingen eveneens een grote impact naar de leveranciers en CMS zullen hebben. Zeker de impact van de retroactiviteit zal voor grote onduidelijkheid en dus vragen bij klanten zorgen.

FSO verwacht dat elke retroactieve aanpassing die via de marktcascade moet lopen pas ten vroegste einde 2022 in de marktprocessen kan verwerkt worden.

FSO (RB) vermeldt mogelijke alternatieve manieren van rechtzetting, evenwel buiten de marktprocessen. Een eerste zou zijn via de retroactieve investeringspremie. Een tweede zou in overleg met en met akkoord van de leveranciers zijn, zoals de retroactieve rechtzetting m.b.t. de Elia-heffing uitgevoerd in 2005. Er zouden toen ook afspraken gemaakt zijn voor de EAN's met klanten- en leverancierswissels.

Vervolg

Zoals afgesproken in de overeenkomst maakt de VREG het ontwerp van PV over tegen uiterlijk 18 juni 2021 's middags. De distributienetbeheerders maken hun goedkeuring of opmerkingen over aan de VREG tegen uiterlijk 22 juni 2021 12.00u. Daaropvolgend maakt de VREG op diezelfde dag het definitieve proces-verbaal aan de distributienetbeheerders over.