

Rapport

4/05/2020

Verslag over consultatie CONS-2019-01 met betrekking tot de vaststelling van de tariefstructuur periodieke distributienettarieven elektriciteit voor klanten met een grootverbruiksmeterinrichting en/of piekgemeten klanten die beschikken over een aansluiting met een decentrale productie-eenheid met een vermogen groter dan 10 kVA

Inhoudsopgave

1	Consultatie CONS-2019-01	4
2	Partijen die een reactie hebben ingediend.....	4
3	Verwerking van de zienswijzen.....	5
3.1	Presentatie	5
3.2	Selectie van de zienswijzen	5
3.3	Vertrouwelijkheid van de reacties	6
4	Zienswijzen ontvangen door VREG op CONS-2019-01.....	6
4.1	M.b.t. moment van invoering nieuwe tariefstructuur	6
4.1.1	Zienswijze 1	7
4.1.2	Zienswijze 2	9
4.1.3	Conclusie	10
4.2	M.b.t. de voorgestelde tariefstructuur voor afname	10
4.2.1	Voorgestelde tariefdragers toegangsvormogen en maandpiek	10
4.2.1.1	Zienswijze 3	10
4.2.1.2	Zienswijze 4	11
4.2.1.3	Zienswijze 5	12
4.2.1.4	Zienswijze 6	15
4.2.1.5	Conclusie.....	15
4.2.2	Toepassings- en overgangsmodaliteiten van het overschrijdingstarief.....	16
4.2.2.1	Zienswijze 7	16
4.2.2.2	Zienswijze 8	17
4.2.2.3	Zienswijze 9	17
4.2.2.4	Zienswijze 10	18
4.2.2.5	Conclusie.....	19
4.2.3	Invoering tariefdrager ToU piek	19
4.2.3.1	Zienswijze 11	20
4.2.3.2	Zienswijze 12	22
4.2.3.3	Zienswijze 13	23
4.2.3.4	Zienswijze 14	24
4.2.3.5	Conclusie.....	24
4.3	M.b.t. de voorgestelde tariefstructuur voor injectie	25
4.3.1	Zienswijze 15	25
4.3.2	Zienswijze 16	26
4.3.3	Zienswijze 17	27
4.3.4	Zienswijze 18	28
4.3.5	Zienswijze 19	29
4.3.6	Conclusie	29
4.4	M.b.t. flankerende maatregelen	30

4.4.1	Maximumtarief	30
4.4.1.1	Zienschijve 20	30
4.4.1.2	Zienschijve 21	31
4.4.1.3	Conclusie.....	32
4.4.2	Impact nieuwe tariefstructuur op specifieke klantprofielen	32
4.4.2.1	Zienschijve 22	32
4.4.2.2	Zienschijve 23	33
4.4.2.3	Zienschijve 24	34
4.4.2.4	Zienschijve 25	34
4.4.2.5	Conclusie.....	36
4.5	Andere zienschijven.....	36
4.5.1	Zienschijve 26	36
4.5.2	Zienschijve 27	36
5	Wijzigingen na consultatie	37
5.1	Gewijzigde en meer gespecificeerde standpunten VREG n.a.v. reacties op CONS-2019-01	37
5.2	Opname in CONS-2020-03 inzake de tariefmethodologie 2021-2024.....	38

1 Consultatie CONS-2019-01

Dit document omvat het verslag van consultatie [CONS-2019-01](#), die plaatsvond van 28 januari t/m 11 maart 2019. Deze publieke raadpleging van de VREG betrof een voorstel tot vaststelling van de tariefstructuur periodieke distributienettarieven elektriciteit voor klanten met een grootverbruiksmeterinrichting (GVM) en/of piekgemeten klanten die beschikken over een aansluiting met een decentrale productie-eenheid met een vermogen groter dan 10 kVA met als doel dit voorstel, na verwerking van de reacties op de consultatie, te integreren en waar nodig verder te concretiseren in de tariefmethodologie 2021-2024.

De consultatietekst werd op 28 januari 2019 gepubliceerd op de website van de VREG. Op 31 januari 2019 werd de publieke raadpleging vermeld in de VREG nieuwsbrieven Energiesector en Consumenten en bedrijven. Het document van de consultatie kan op datum van publicatie van voorliggend rapport nog altijd geraadpleegd worden op de VREG website.

De VREG vroeg aan de belanghebbenden om hun eventuele reacties op de consultatie schriftelijk over te maken.

De VREG publiceert na afloop van de openbare raadpleging een gemotiveerd consultatieverslag. Dit consultatieverslag bevat:

- een overzicht van het aantal partijen dat reacties overmaakte, met aanduiding van de naam van de betrokken partijen;
- een overzicht van de gemaakte opmerkingen bij het consultatiedocument, met aanduiding van de naam van de partij(en) die deze opmerking(en) heeft (hebben) gemaakt, voor zover het niet om een opmerking gaat die commercieel gevoelige gegevens of informatie van persoonlijke aard bevat;
- de reactie van de VREG op de gemaakte opmerkingen, waarbij in deze reactie vermeld wordt of de VREG al dan niet of gedeeltelijk akkoord gaat met de opmerking of zienswijze en op welke manier hiermee rekening werd gehouden bij de opmaak van de in CONS-2020-03 aan de belanghebbenden voorgelegde tariefmethodologie 2021-2024.

2 Partijen die een reactie hebben ingediend

De reacties op consultatie CONS-2019-01, die in dit document worden behandeld, zijn afkomstig van de individuen en organisaties weergegeven in onderstaande tabel.

Distributienetbeheerders	Werkmaatschappij Fluvius System Operator cvba en alle Vlaamse distributienetbeheerders
Distributienetgebruikers	D.M.
Sector	COGEN Vlaanderen vzw

	Essenscia vzw (Belgische sectorfederatie van de chemische industrie en de life sciences)
	FEBEG vzw (Federatie van de Belgische Elektriciteits- en Gasbedrijven)
	Febeliec vzw (Federation of Belgian Industrial Energy Consumers)
	Infrabel (Belgische spoorinfrastructuurbeheerder)
	VEB nv (Vlaams Energiebedrijf)

3 Verwerking van de zienswijzen

3.1 Presentatie

De zienswijzen van de belanghebbenden worden thematisch gegroepeerd in verschillende paragrafen en telkens als volgt vermeld:

Nummer van de zienswijze	Volgnummer van de zienswijze
Zienswijze	Bondige formulering door de VREG van de zienswijze aangebracht door de belanghebbende(n)
Belanghebbende(n)	Naam (of namen) van de belanghebbende(n) die de zienswijze heeft (hebben) aangebracht
Samenvatting van de zienswijze	Samenvatting door de VREG van de zienswijze zoals die door de belanghebbende(n) werd(en) aangebracht
Reactie VREG op de zienswijze	Beoordeling van de zienswijze door de VREG
Conclusie (<i>per thema</i>)	Conclusie volgens de VREG, nl. of het geconsulteerde voorstel al dan niet n.a.v. de zienswijze(n) aangepast moet worden

3.2 Selectie van de zienswijzen

Alle ontvangen reacties op consultatie CONS-2019-01 werden door de VREG bestudeerd.

De VREG ontving een aantal zienswijzen die bepaalde voorstellen in de consultatietekst ondersteunen. Ze hoefden niet verder geanalyseerd te worden en zijn niet opgenomen in dit consultatieverslag.

In par. 4 worden alle ontvangen zienswijzen vermeld die concreet betrekking hebben op de consultatietekst én als afwijkend kunnen beoordeeld worden t.o.v. de voorstellen die daarin opgenomen waren of een antwoord zijn op de specifieke vragen die in de consultatietekst werden gesteld, te weten:

- Acht u de bepaling van overgangsmodaliteiten m.b.t. de toepassing van het overschrijdingstarief noodzakelijk om het financiële risico van de netgebruiker in te perken in de eerste periode na invoering van de nieuwe tariefstructuur?
- Wanneer acht u het moment geschikt om de derde tariefdrager ToU piek te activeren?
- Moet de activatie van de tariefdrager ToU piek bij de piekgemeten klanten met een grootverbruiksmeterinrichting en/of piekgemeten klanten die beschikken over een aansluiting met een decentrale productie-eenheid met een maximaal AC-vermogen groter dan 10 kVA volgens u samengaan met de introductie van een gelijkaardige ToU prikkel bij de klanten met een kleinverbruiksmeterinrichting? Zo ja, moeten beiden op eenzelfde moment geactiveerd worden?
- Hoe lang denkt u dat een maximumtarief als overgangsmaatregel noodzakelijk is?

3.3 Vertrouwelijkheid van de reacties

Het Energiedecreet¹ stipuleert over de bescherming van vertrouwelijke informatie het volgende voor wat de publicatieverplichtingen van de VREG inzake de tariefmethodologie betreft:

“Met inachtneming van de vertrouwelijkheid van informatie met een persoonlijk karakter of commercieel gevoelige informatie met betrekking tot de distributienetbeheerders, leveranciers of de netgebruikers publiceert de VREG op zijn website de toepasselijke tariefmethodologie, het geheel van de stukken met betrekking tot het overleg met de distributienetbeheerders, het gemotiveerd consultatieverslag, en alle documenten die nuttig worden geacht voor de motivering van de beslissing van de VREG over de tariefmethodologie.”

De VREG heeft de reacties in concreto beoordeeld, en geoordeeld dat deze geen informatie bevatten met een persoonlijk karakter of commercieel gevoelige informatie met betrekking tot de distributienetbeheerders, leveranciers of de netgebruikers. De namen van particulieren worden weliswaar niet integraal vermeld.

De bepalingen van het Openbaarheidsdecreet (passieve openbaarheid) zijn van toepassing voor wat betreft de toegang tot de documenten die de VREG bezit en die deze laatste niet gepubliceerd heeft. Die documenten kunnen steeds opgevraagd worden, uiteraard met respect voor de uitzonderingsgronden zoals voorzien in het Openbaarheidsdecreet.

4 Zienswijzen ontvangen door VREG op CONS-2019-01

4.1 M.b.t. moment van invoering nieuwe tariefstructuur

¹ Artikel 4.1.31, §4 Energiedecreet.

4.1.1 Zienswijze 1

Zienswijze	Gezamenlijke invoering nieuwe tariefstructuren voor GVM en KVM klanten op 01/01/2021
Belanghebbende(n)	Essenscia – Febeliec

Samenvatting van de zienswijze

Essenscia en **Febeliec** stellen dat de nieuwe tariefstructuur voor GVM klanten én voor KVM klanten op eenzelfde moment moet ingevoerd worden. **Febeliec** wijst er in dit verband op dat de door de VREG in de consultatie aangehaalde belangrijkste drijfveer tot herziening van de tariefstructuur – i.e. het streven naar kostenreflectiviteit – voor *alle* netgebruikers geldt: de vaststelling dat de netgerelateerde kosten van de distributienetbeheerder in hoofdzaak gedreven worden door het vermogen waar de netgebruiker een beroep op doet, eerder dan door de afname of injectie zelf, is evenzeer van toepassing voor KVM klanten. **Essenscia** besluit dan ook een doorrekening van de netkosten o.b.v. capaciteit te kunnen ondersteunen voor zover dit gebeurt voor alle netgebruikers: zowel voor GVM als KVM klanten én zowel voor afname als injectie. Enkel zo kan een efficiënt gebruik van het net en dus een minimale systeemkost bereikt worden, aldus **Febeliec**.

De voorgestelde invoering van de nieuwe tariefstructuur voor GVM klanten bij aanvang van de nieuwe reguleringsperiode (01/01/2021) moet bijgevolg gepaard gaan met een gelijktijdige implementatie van een capaciteitstarief bij GVM klanten. **Essenscia** merkt op dat een onvolledige uitrol van de digitale meter hierbij geen remmende factor mag zijn; KVM klanten moeten de mogelijkheid krijgen een digitale meter te laten plaatsen ten laatste tegen het moment waarop de nieuwe tariefstructuur in voege treedt.

Essenscia en **Febeliec** wijzen er ten slotte op dat de initiële timing voor de invoering van het capaciteitstarief verschoven werd van 2019 naar 2021.

Reactie VREG op de zienswijze

De VREG onderschrijft dat de drijfveren en noodzaak tot hervorming van de tariefstructuur evenzeer gelden voor KVM klanten en overweegt dat, vanuit dit oogpunt, de overstap naar een meer capaciteitsgebaseerde tariefstructuur bij voorkeur voor alle netgebruikers op eenzelfde moment plaatsvindt. De VREG heeft in dat opzicht in het najaar van 2019 ook zijn voorstellen voor een nieuwe tariefstructuur voor KVM klanten aan de belanghebbenden voorgelegd (zie [CONS-2019-02](#)).

Na analyse meent de VREG dat een gezamenlijke invoering van de nieuwe tariefstructuren vóór 01/01/2022 niet haalbaar en onwenselijk is en dit o.w.v. onderstaande redenen:

- **Onvoldoende tijd voor implementatie in systemen door sector**

Uit de reactie van **Fluvius** – zowel op CONS-2019-02 als deze consultatie (cf. zienswijze 2 (4.1.2)) – begrijpt de VREG dat de minimale doorlooptijd voor implementatie in de systemen van Fluvius en de leveranciers 1,5 jaar bedraagt. Een effectieve beslissing over de nieuwe tariefstructuur vindt

plaats op het moment dat de tariefmethodologie 2021-2024 wordt vastgelegd (ten vroegste midden 2020). Bij een invoering van de nieuwe tariefstructuur vóór 2022 meent de VREG dat de impact hiervan op de facturatieprocessen- en systemen bij marktpartijen zodanig groot kan zijn dat de efficiënte werking van de Vlaamse elektriciteitsmarkt in het gedrang komt.

FEBEG verklaart zich in zijn reactie op CONS-2019-02 akkoord met een invoering van de nieuwe tariefstructuur voor GVM én KVM klanten op 1/1/2022. FEBEG stelt dat deze timing spoort met de voorziene implementatie van de nieuwe marktprocessen (MIG 6) en geeft – zowel in zijn reactie op CONS-2019-02 als deze consultatie (cf. zienswijze 2 (4.1.2)) – aan dat de leveranciers zware tussentijdse implementatieprocedures t.g.v. een vroegere invoeringsdatum niet zouden aankunnen.

- **Onvoldoende tijd voor communicatie naar én voorbereiding door klant**

KVM klanten hebben vandaag – i.t.t. GVM klanten – weinig voeling met hun capaciteitsgebruik. De maatregelen die zij treffen (bv. aankoop spaarlampen, energiezuinige huishoudtoestellen, ...) en hun gedragingen staan in hoofdzaak in functie van het elektriciteitsverbruik. Uit de vele reacties op de 1^{ste} consultatie over de herziening van de tariefstructuur in 2016 ([CONS-2016-05](#)) bleek dat er nog onvoldoende draagvlak aanwezig was voor de invoering van een capaciteitstarief bij gezinnen en kleine bedrijven. Met het oog op draagvlakcreatie en een vlotte overstap naar een capaciteitstarief vindt de VREG het belangrijk om – i.s.m. de sector – klanten voorafgaand aan de invoering van de nieuwe tariefstructuur voldoende te informeren over alle wijzigingen en – voor zover mogelijk – inzicht te geven in hun capaciteitsgebruik, de impact op hun netfactuur bij ongewijzigd gedrag en de mogelijke gedragsaanpassingen en/of investeringen die hun netfactuur in positieve zin kunnen beïnvloeden.

Uit contacten met andere regulatoren leerde de VREG dat ook in andere landen een grondige informatieverstrekking op voorhand als een cruciale factor wordt gezien voor een geslaagde omschakeling naar een capaciteitstarief, bv.:

- In *Italië* verplichtte de regulator de leveranciers om gedurende 1 jaar vóór de overstap naar een meer capaciteitsgebaseerde tariefstructuur informatie (uit de digitale meter) over de maandpiek op te nemen in de maandelijkse facturen. Op deze manier kon de klant inzicht verwerven in zijn capaciteitsgebruik, zodat hij, bij de invoering van de nieuwe tariefstructuur begin 2017, een meer gefundeerde keuze voor een bepaalde gereserveerde capaciteit kon maken.
- In *Noorwegen* plant men een nieuwe, meer capaciteitsgebaseerde tariefstructuur in te voeren begin 2021. De uitrol van digitale meters werd gefinaliseerd begin 2019. Klanten ontvangen sindsdien dagelijks een overzicht van hun netgebruikskarakteristieken. De invoering in 2021 laat elke klant toe inzicht te verwerven in zijn capaciteitsgebruik o.b.v. piekgegevens uit de digitale meter van 2 volledige jaren.

Een effectieve beslissing over de nieuwe tariefstructuur vindt plaats op het moment dat de tariefmethodologie 2021-2024 wordt vastgelegd (dus ten vroegste midden 2020) en waarbij onder meer de tariefstructuur voor de voormelde periode zal worden gepreciseerd.² Bij een invoering van de nieuwe tariefstructuur in 2021 zou bijgevolg maar 6 maanden overblijven om de klanten te informeren en zich laten voor te bereiden. De VREG meent dat dit te weinig tijd is en de creatie van het noodzakelijke draagvlak zal bemoeilijken.

- **Geen hoge urgentie tot invoering nieuwe tariefstructuur vanuit netperspectief**

² Art. 4.1.31, §3, 2° Energiedecreet.

De distributienetten in Vlaanderen zijn op dit moment nog voldoende ruim gedimensioneerd en het extra stimuleren van rationeel netgebruik – één van de drijfveren tot herziening van de tariefstructuur – door overstap naar een meer capaciteitsgebaseerd tarief is vanuit dit oogpunt niet zodanig urgent dat het een invoering in 2021 noodzaakt. Door de verwachte evolutie inzake elektrificatie verwacht Fluvius over een aantal jaren echter wel aanzienlijke bijkomende netinvesteringen, als we nu geen maatregelen nemen.

Tegen dat moment wil de VREG de nodige gedragswijzigingen bewerkstelligd hebben, de nieuwe tariefstructuur geëvalueerd en – indien nodig – bijgestuurd hebben, en flankerende maatregelen maximaal afgebouwd hebben. Omdat dit de nodige tijd vergt, meent de VREG het opportuun om de nieuwe tariefstructuur te integreren in de komende tariefmethodologie en deze in 2022 effectief in voege te laten treden.

4.1.2 Zienswijze 2

<i>Zienswijze</i>	Rekening houden met implementatietijd in marktprocessen bij invoering nieuwe tariefstructuur voor GVM klanten
<i>Belanghebbende(n)</i>	FEPEG – Fluvius

Samenvatting van de zienswijze

Fluvius wijst erop dat de definitieve tariefmethodologie ruim op voorhand gekend moet zijn om een tijdige implementatie in de systemen mogelijk te maken. Gelet op de impact van de nieuwe tariefstructuur op het facturatieproces in de marktwerking, is het absoluut noodzakelijk dat de aanpassingen aan systemen, processen of informatiestromen door alle marktpartijen gelijktijdig in hun beheerssystemen worden geïntroduceerd. Fluvius vraagt de VREG daarom rekening te houden met een minimale doorlooptijd van 1,5 jaar (min. 3 maanden overleg tussen de marktpartijen – 1 jaar implementatie – 3 maanden testen). Fluvius wijst er verder op dat naast de wijzigingen in de tariefstructuur ook eventuele aanpassingen aan de verdeelsleutels – deze bepalen de wijze waarop de kosten worden verdeeld over de verschillende klantengroepen en activiteiten – gekend moeten zijn om de definitieve tarieven voor de verschillende tariefcomponenten te kunnen berekenen en communiceren.

Ook **FEPEG** verzoekt de VREG om de invoeringsdatum van de nieuwe tariefstructuur ruim op voorhand aan te kondigen; dit om netgebruikers en leveranciers voldoende kans te geven zich voor te bereiden. FEPEG vraagt bovendien om de invoering van het capaciteitstarief te koppelen aan de startdatum van de nieuwe marktprocessen (MIG 6). Zware tussentijdse implementatieprocedures t.g.v. een vroegere invoeringsdatum van de nieuwe tariefstructuur zouden de leveranciers niet aankunnen.

Reactie VREG op de zienswijze

De VREG wil vermijden dat de efficiënte werking van de Vlaamse elektriciteitsmarkt in het gedrang komt en neemt daarom de vraag van Fluvius, om een implementatieperiode van 1,5 jaar in acht te nemen, in overweging bij het bepalen van de invoeringsdatum van de nieuwe tariefstructuur. De

VREG meent dat dergelijk tijdsbestek ook kan volstaan om de netgebruikers voor te bereiden op de geplande wijzigingen. Uitgaande van een vaststelling van de nieuwe tariefmethodologie midden 2020, meent de VREG dat de in de consultatietekst voorgestelde invoeringsdatum van 01/01/2021 niet haalbaar en onwenselijk is: zie ook reactie VREG op zienswijze 1 (4.1.1). De VREG overweegt daarom de invoeringsdatum uit te stellen naar 01/01/2022.

Gegeven de blijvende onzekerheid over het project Centraal Marktsysteem (CMS)/MIG 6, meent de VREG geen rekening te kunnen houden met de verdere planning van dit project bij de bepaling van een invoeringsdatum voor de nieuwe tariefstructuur. De VREG spreekt zich niet uit over de wijze waarop de vereiste gegevens voor toepassing van de nieuwe tariefstructuur ter beschikking worden gesteld aan de leveranciers, via het CMS dan wel door uitwerking van een andere piste.

4.1.3 Conclusie

De VREG wijzigt voorlopig zijn initieel standpunt. De VREG overweegt in CONS-2020-03 inzake de tariefmethodologie 2021-2024 om de nieuwe tariefstructuur voor GVM klanten in te voeren op 01/01/2022, i.p.v. op 01/01/2021 zoals voorgesteld in CONS-2019-01. De VREG overweegt om op datzelfde moment ook de nieuwe tariefstructuur voor KVM klanten in te voeren.

4.2 M.b.t. de voorgestelde tariefstructuur voor afname

4.2.1 Voorgestelde tariefdragers toegangsvermogen en maandpiek

4.2.1.1 Zienswijze 3

Zienswijze	Geen voorstander van de tariefdrager toegangsvermogen (kVA)
Belanghebbenden	VEB

Samenvatting van de zienswijze

VEB toont zich geen voorstander van de – ex ante door de klant te bepalen – tariefdrager toegangsvermogen en het hieraan gekoppelde overschrijdingstarief en pleit voor een loutere toepassing van ex-post gemeten tariefdragers, bij voorkeur volgens de combinatie ‘50% jaarpiek – 50% maandpiek’.

VEB meent dat het toegangsvermogen niet tot de gewenste resultaten zal leiden inzake efficiënt gebruik van het net omwille van de complexiteit van het toegangsvermogen, de mogelijke verwarring met andere ex-post tariefdragers én de noodzaak om het capaciteitsgebruik te observeren ten einde het toegangsvermogen jaarlijks aan te kunnen passen aan de effectieve noden. VEB stelt dat de meeste bedrijven hiertoe onvoldoende kennis van zaken noch middelen hebben.

Reactie VREG op de zienswijze

De VREG begrijpt dat het voor sommige bedrijven in een eerste fase na invoering van de nieuwe tariefstructuur niet eenvoudig zal zijn om zelf het toegangsvermogen in te stellen. GVM klanten worden vandaag al deels o.b.v. vermogen aangerekend (d.m.v. de tariefdrager jaarpiek) maar dit impliceert niet dat zij zich ook allen sterk bewust zijn van hun effectief capaciteitsgebruik.

De VREG vindt het in dat opzicht noodzakelijk dat klanten voorafgaand aan de eventuele invoering van de nieuwe tariefstructuur voldoende geïnformeerd worden over hun piekgebruik, zodat zij hun toegangsvermogen onmiddellijk met kennis van zaken kunnen instellen. Desgevallend zal de VREG daarom aandringen bij de distributienetbeheerders om hieromtrent duidelijke en voldoende communicatie te voorzien en met de leveranciers bekijken of ook zij hier een rol in kunnen opnemen. Na de vaststelling van de tariefmethodologie 2021-2024 overweegt de VREG een overlegtraject op te starten met de sector met als doel de klant samen optimaal voor te bereiden op de nieuwe tariefstructuur en het nodig draagvlak te creëren; een gepaste informatieverstrekking aan zowel GVM als KVM klanten zal hierin zeker aan bod komen.

De VREG blijft na analyse van mening dat – vanuit het oogpunt van kostenreflectiviteit³ (op allocatieniveau) en rationeel netgebruik – het toegangsvermogen, in combinatie met de maandpiek, meer geschikte tariefdragers zijn voor aanrekening van de netkosten aan GVM klanten.

De VREG wijst erop dat een groot deel van de netkosten distributie gezonken kosten (i.e. kapitaal- en afschrijvingskosten t.g.v. gedane netinvesteringen) zijn. Deze kosten zijn onafhankelijk van het effectieve netgebruik van de klant en kunnen volgens de VREG voor GVM klanten het best gereflecteerd worden d.m.v. de tariefdrager toegangsvermogen. Bovendien kan het toegangsvermogen de distributienetbeheerder naar de toekomst toe beter in staat stellen zijn net te dimensioneren in functie van de werkelijke behoeften van zijn klanten. In geval een netgebruiker kiest voor een toegangsvermogen lager dan zijn aansluitingsvermogen, komt bovendien capaciteit vrij voor andere netgebruikers en kunnen onnodige netinvesteringen vermeden worden. De VREG merkt ten slotte op dat de door Elia toegepaste tariefstructuur van de transmissienettarieven een vergelijkbare tariefdrager, i.e. het ter beschikking gesteld vermogen, bevat.

De tariefdrager maandpiek kan er volgens de VREG dan weer voor zorgen dat GVM klanten optimaal aangezet worden tot rationeel netgebruik, door de stimulans die deze tariefdrager geeft om iedere maand opnieuw de maximale piek te beperken en het feit dat een gedragswijziging de maand nadien al effect heeft op de netfactuur.

4.2.1.2 Zienswijze 4

Zienswijze	Voorkeur voor gebruik van de 11 ^{de} i.p.v. de hoogste maandpiek (kW)
Belanghebbenden	Febeliec – Infrabel – VEB

³ Het principe van kostenreflectiviteit bij tariefregulering bestaat juridisch gezien momenteel enkel voor de verhouding tussen de tarieven en de achterliggende kosten (cf. Art. 4.1.32, §1, 5^e Energiedecreet) en niet voor de allocatie van de kosten aan de netgebruikers (Brussel 25 maart 2015, nr. 2013/AR/1274, § 90 e.v.). De kostenreflectiviteit van de tarieven moet in die juridisch bindende betekenis globaal worden beoordeeld – i.e. in de betekenis ‘kostendekkend’ – en niet o.b.v. het tarief dat elke categorie van netgebruikers betaalt. Echter, in de teksten van het Clean energy for all Europeans Package nemen we een tendens naar kostenreflectiviteit in de betekenis van kostenallocatie waar, waarbij het weliswaar enkel gaat over een ‘afspiegeling’ van de kosten die de netgebruikers veroorzaken. In de toekomstige Richtlijn Hernieuwbare Energiebronnen wordt bv. gesteld onder artikel 21, lid 2, a), i) dat zelfverbruikers van hernieuwbare energie met betrekking tot de elektriciteit die zij verbruiken van of invoeden in het net, niet aan nettarieven onderworpen mogen worden die de kosten niet weerspiegelen.

Samenvatting van de zienswijze

Febeliec, Infrabel en **VEB** zijn geen voorstander om het tarief maandpiek toe te passen op het hoogste gemeten kwartiervermogen per maand maar verkiezen het gebruik van het 11^{de} hoogste gemeten kwartiervermogen.

Deze 11^{de} piek wordt immers ook toegepast door Elia bij de aanrekening van de transmissienettarieven en zal in de toekomst – met het oog op de implementatie in de systemen pas vanaf 2021 – ook door de Waalse distributienetbeheerders worden gebruikt.

Febeliec en **Infrabel** menen dat door toepassing van de 11^{de} piek discussies tussen netgebruiker en distributienetbeheerder over mogelijke meetfouten worden vermeden. Bovendien krijgen netgebruikers volgens **Febeliec** op deze manier de kans – althans gedurende 2,5 uren – om bij onvoorziene incidenten gepaste maatregelen te nemen, zonder dat daar een financiële afstraffing tegenover staat. **VEB** wijst er ten slotte op dat de invoering van de 11^{de} piek voor meer harmonisatie met de tariefstructuur van de transmissienettarieven zou zorgen.

Reactie VREG op de zienswijze

Na analyse overweegt de VREG zijn standpunt te behouden dat vanuit het oogpunt van kostenreflectiviteit (op allocatieniveau) een tarifiering op basis van de hoogste piek de meest correcte prikkel geeft. De VREG wijst erop dat de keuze voor een tarifiering op basis van de 11^{de} piek mogelijk ook ongewenste sturingseffecten teweeg kan brengen, aangezien deze tegemoetkomt aan netgebruikers met een onevenwichtig afnameprofiel ten nadele van netgebruikers met een vlak afnameprofiel, waarbij de correlatie tussen de hoogste en 11^{de} piek immers groot is.

De VREG stelde o.b.v. een analyse van meetgegevens van de huidige piekgemeten klanten vast dat de 11^{de} piek algemeen beschouwd – i.e. over alle GVM klanten heen – een gelijkaardige gelijktijdigheid vertoont met de synchrone piek op het distributienet als de hoogste piek. Vanuit het oogpunt van netefficiëntie, meent de VREG hieruit te kunnen concluderen dat de toepassing van de 11^{de} piek weinig meerwaarde biedt t.o.v. de hoogste piek voor de Vlaamse distributienetten.

4.2.1.3 Zienswijze 5

Zienswijze	Voorkeur voor grotendeels kWh-gebaseerde aanrekening van de netkosten en slechts een beperkte capaciteitscomponent
Belanghebbenden	COGEN

Samenvatting van de zienswijze

COGEN identificeert 2 problemen in de voorgestelde tariefstructuur ‘50% toegangsvermogen – (50-x)% maandpiek – x% ToU piek’ van de VREG:

- 1) Het voorstel is niet kostenreflectief. Er wordt immers foutief verondersteld dat niet-synchrone pieken eveneens leiden tot bijkomende investeringen voor de distributienetbeheerder;

- 2) Het voorstel is onvoldoende geschikt om de energietransitie op een kosten-efficiënte manier te volbrengen. Door de capaciteitsterm is de stimulans tot energiebesparing of lokale opwekking van energie slechts beperkt aanwezig; bovendien stimuleert het tariefmodel netgebruikers onvoldoende om hun gedrag aan te passen i.f.v. de ogenblikkelijke noden van het net, wat nefast is voor de verdere elektrificatie van bv. mobiliteit en verwarming.

COGEN stelt daarom een alternatief model voor, i.e. '20% capaciteit – 80% kWh'⁴:

- COGEN verkiest een hoofdzakelijk volumegebaseerde (kWh) aanrekening van de netkosten, mét tijdsafhankelijke tariefdifferentiatie (cf. zienswijze 11 (4.2.3.1)). Dit ligt volgens COGEN volledig in lijn met Art. 4.1.32, §1, 16° Energiedecreet dat bepaalt dat de structuur van de tarieven niet alleen het rationeel gebruik van infrastructuren maar ook het rationeel gebruik van energie moet bevorderen;
- Bij de invoering van een (beperkte) capaciteitsterm moet aldus COGEN een onderscheid worden gemaakt tussen gegarandeerde vs. niet-gegarandeerde capaciteit. Zo kunnen netgebruikers met een WKK-installatie, die in normale omstandigheden geen gebruik maken van het net – en dat net zodoende ook ontlasten op momenten van hoge netbelasting – maar énkél bij bv. een onverwachte uitval, zelf de keuze maken of zij wel een gegarandeerde capaciteit nodig hebben.

Gezien het merendeel van de niet-netgebonden kosten – met name de kosten van de openbare dienstverplichtingen (ODV) die worden opgenomen in de distributienettarieven – volgens hen buiten de bevoegdheid van de VREG vallen meent COGEN tenslotte dat deze geen invloed mogen hebben op het bepalen van de tariefstructuur voor de netkosten.

Reactie VREG op de zienswijze

Vanuit het oogpunt van kostenreflectiviteit (op allocatieniveau) en het stimuleren van rationeel netgebruik (RNG) – de belangrijkste drijfveren tot hervorming van de tariefstructuur – beschouwt de VREG een volledig capaciteitsgebaseerde aanrekening van de netkosten als meest geschikt voor GVM klanten. De VREG meent dat een combinatie van de tariefdragers toegangsvermogen en maandpiek hiertoe het meest geschikt is: zie reactie VREG bij zienswijze 3 (4.2.1.1). Het behouden van een kWh-component bovenop deze twee tariefdragers zou volgens de VREG de eenvoud en transparantie van de tariefstructuur én netfactuur niet ten goede komen.

Door een verderzetting van de huidige aanrekening van de niet-netgebonden kosten (ODV – Toeslagen) o.b.v. kWh in de nieuwe tariefstructuur, blijft vanuit dit luik van de netfactuur weliswaar een – op termijn mogelijk wel beperktere⁵ – prikkel tot elektriciteitsbesparing uitgaan. Ook een deel van de transmissiekosten zal nog o.b.v. kWh aangerekend blijven worden.

⁴ Naar analogie met het model dat in het 'Project van studie betreffende de invoer van een capaciteitstarief in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest', uitgevoerd door ICEDD in opdracht van Brugel, als het meest geschikte model naar voren wordt geschoven om de energietransitie te bewerkstelligen aan een zo laag mogelijke kost.

⁵ Hoewel de VREG exclusief bevoegd is inzake distributienettarieven, en dus ook met betrekking tot het niet-netgerelateerde deel van de kosten, is hij voorstander om de kosten voor de ODV's die worden opgelegd door of krachtens het Energiedecreet, en die niet worden gefinancierd door belastingen, taksen, subsidies, bijdragen en heffingen, niet langer te verrekenen in de nettarieven en zodoende het aandeel van de niet-netgebonden kosten in het nettarief te reduceren, maar stelt op dit moment vast dat het beleid geen intenties in die richting vertoont. De VREG wijst in dit opzicht ook op Art. 18(1) van de Elektriciteitsverordening waarin wordt bepaald dat de doorrekening van kosten van ODV's in de distributienettarieven slechts mogelijk is voor zover deze kosten geen 'ongerelateerde kosten ter ondersteuning van ongerelateerde beleidsdoelstellingen' zijn. Hoewel deze bepaling enige ruimte laat voor

Het door COGEN voorgestelde model '20% capaciteit – 80% kWh' sluit volgens de VREG onvoldoende aan bij de effectieve kostendrijvers van de netkosten én zou een onvoldoende sterke RNG prikkel bevatten:

- O.b.v. een grondige analyse van de kostendrijvers van de netkosten distributie stelt de VREG vast dat ongeveer 75% van deze kosten⁶ vermogen-gedreven is. Voor de overige 25% is dat niet het geval⁷: een deel hiervan is volume-gedreven, het andere deel is noch aan capaciteit noch aan volume gerelateerd. Vanuit het oogpunt van kostenreflectiviteit (op allocatieniveau) meent de VREG bijgevolg dat minstens 75% van de netkosten o.b.v. een vermogen-term moet aangerekend worden;
- Met het oog op de verwachte evolutie inzake elektrificatie én gegeven dat GVM-klienten, i.t.t. KVM klienten, vandaag al deels o.b.v. capaciteit worden aangerekend, meent de VREG het opportuun om bij GVM klienten de sterkte van de RNG prikkel verder op te drijven en in die zin te laten primeren boven de sterkte van de prikkel tot elektriciteitsbesparing. Daarom stelt hij een 100% aanrekening van de netkosten o.b.v. capaciteit voor.

De VREG meent dat zijn voorstel in lijn is met Art. 4.1.32, §1, 16° Energiedecreet en wijst er m.b.t. het belang van een REG prikkel op dat de Europese energie-efficiëntiedoelstellingen een vermindering (%) van het jaarlijks verbruik van *primaire* energie betreffen. Voor de energievorm elektriciteit kan worden bijgedragen aan dit besparingsdoel, onder meer door:

- a) het gebruik van meer energiezuinige producten (e.g. wasmachines, verlichting, ...), infrastructuur (e.g. gebouwen, ...) en processen met als gevolg een reductie van het elektriciteitsverbruik;
- b) de elektrificatie van bepaalde diensten, voor zover de energieconversie o.b.v. elektriciteit voor deze diensten (e.g. vervoer, verwarming, ...) performanter verloopt dan o.b.v. andere energievormen, met als gevolg een toename van het elektriciteitsverbruik maar wel een daling in het primair energieverbruik voor dezelfde diensten.

Met de voorgestelde tariefstructuur denkt de VREG beide te stimuleren: a) een reductie van het elektriciteitsverbruik via de tariefdrager kWh – die wordt aangewend om de niet-netgebonden kosten (ODV – Toeslagen) en een deel van de transmissiekosten aan te rekenen (cf. infra) – én b) de elektrificatie van bepaalde diensten via de invoering van een capaciteitstarief – dat typisch voordeliger blijkt voor klienten met bv. een elektrisch voertuig en/of warmtepomp in vergelijking tot een volledig kWh-gebaseerde tariefstructuur, op voorwaarde dat zij hun netgebruik optimaliseren a.d.h.v. slimme aansturingssystemen.

De VREG erkent dat de prikkel tot elektriciteitsbesparing verkleint in de nieuwe voorgestelde tariefstructuur. De VREG wijst er in dit verband echter nog op dat via de aanrekening van de energiekost nog een substantiële REG-prikkel in de elektriciteitsfactuur behouden blijft en stipt ook het belang van flankerend beleid ter zake aan (bv. productnormering en investeringsprogramma's).

interpretatie – in het bijzonder m.b.t. de kwalificatie van het woord '(on)gerelateerde' – veroorzaken de meerderheid van de sociale- of ecologische ODV's evenwel 'ongerelateerde kosten ter ondersteuning van ongerelateerde beleidsdoelstellingen'. Deze kosten (bijvoorbeeld kosten voortvloeiend uit de opkoopverplichting van GSC's en WKC's) moeten aldus via een ander kanaal, zoals de algemene middelen, of desgevallend onder de vorm van een heffing op de energiefactuur worden gefinancierd.

⁶ Meer bepaald de kosten inzake netstudies, netaanleg en -onderhoud, de afschrijvingen van netinfrastructuur en de financieringskosten (WACC).

⁷ Meer bepaald de kosten m.b.t. netverliezen, systeembeheer, dossierkosten en de afschrijvingen van installaties die geen deel uitmaken van de netinfrastructuur.

Het stimuleren van REG moet volgens de VREG dus niet alleen – en niet in de eerste plaats – via de nettarieven gebeuren.

Wat betreft het al dan niet toevoegen van een ToU prikkel aan de tariefstructuur: zie 4.2.3.

Wat betreft het voorstel voor gegarandeerde vs. niet gegarandeerde capaciteit: de VREG is voorstander van de ontwikkeling van een ‘markt’ voor ondersteunende diensten waarop klanten, aangesloten op een locatie waar zich netproblemen voordoen, vrijwillig hun flexibiliteit kunnen aanbieden aan de distributienetbeheerder en hiervoor een vergoeding ontvangen. De VREG wacht in dit kader momenteel de decretale omzetting van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn en de nieuwe Richtlijn Hernieuwbare Energiebronnen af⁸. Eventuele voorstellen tot wijziging van de tariefmethodologie 2021-2024 ten gevolge hiervan zullen deel uitmaken van een latere, aparte consultatie.

4.2.1.4 Zienswijze 6

Zienswijze	De tariefdrager kWh is meer geschikt voor de aanrekening van kosten gerelateerd aan systeemdiensten en netverliezen
Belanghebbenden	Infrabel

Samenvatting van de zienswijze

Reactie VREG op de zienswijze

De VREG erkent dat de kosten inzake systeembeheer en netverliezen eerder kWh-gerelateerd zijn: zie ook reactie VREG bij zienswijze 5 (4.2.1.3).

O.w.v. redenen van eenvoud en transparantie verkiest de VREG echter om geen 3^{de} tariefdrager kWh te voorzien voor aanrekening van de netkosten.

De VREG stelt daarom in CONS-2020-03 voor om het Tarief Netgebruik alle kosten m.b.t. het beheer van het elektriciteitsdistributienet – m.u.v. de kosten m.b.t. de dienst van het reactief vermogen – te laten omvatten. Ook worden de kosten m.b.t. het beheer en de ontwikkeling van de transmissienetwerkinfrastructuur – d.i. het aandeel van de transmissiekosten dat conform het voorstel in CONS-2019-01 via een capaciteitsgebaseerde tariefdrager zal worden doorgerekend –, aangerekend door de transmissienetbeheerder aan de distributienetbeheerder, eveneens o.w.v. redenen van eenvoud onder deze tariefcomponent ondergebracht.

4.2.1.5 Conclusie

De VREG behoudt zijn initieel standpunt. De VREG overweegt in CONS-2020-03 inzake de tariefmethodologie 2021-2024 om de aanrekening van de netkosten distributie en een deel van de transmissiekosten (Tariefcomponent beheer en ontwikkeling netwerkinfrastructuur) aan GVM klanten uit te voeren o.b.v. de tariefdragers toegangsvermogen en (hoogste) maandpiek. Hierbij wordt een overschrijdingstarief toegepast wanneer de maandpiek afname het toegangsvermogen overschrijdt.

⁸ Omzetting van Richtlijn 2019/944 van 5 juni 2019 en Richtlijn 2018/2001 van 11 december 2018 kaderend binnen het Clean energy for all Europeans Package.

4.2.2 Toepassings- en overgangsmodaliteiten van het overschrijdingstarief

In het consultatiedocument werd aan de belanghebbenden volgende vraag voorgelegd:

Acht u de bepaling van overgangsmodaliteiten m.b.t. de toepassing van het overschrijdingstarief noodzakelijk om het financiële risico van de netgebruiker in te perken in de eerste periode na invoering van de nieuwe tariefstructuur?

De zienswijzen hieronder werden geformuleerd als antwoord op of zijn direct gerelateerd aan deze vraag.

4.2.2.1 Zienswijze 7

Zienswijze	De toepassingsmodaliteiten van het overschrijdingstarief mogen niet onredelijk zijn
Belanghebbenden	Essenscia – Febeliec – Fluvius - Infrabel

Samenvatting van de zienswijze

Essenscia, Febeliec, Fluvius en **Infrabel** merken op dat de afstraffing via het overschrijdingstarief niet onredelijk mag zijn. Het voorstel in de consultatietekst laat uitschijnen dat een overschrijdingstarief, hoger dan het jaarlijks tarief toegangsvermogen, zal toegepast worden elke maand waarin een overschrijding plaatsvindt. Dit voorstel houdt volgens de belanghebbenden een groot en disproportioneel financieel risico in bij een herhaaldelijke overschrijding.

Essenscia en **Febeliec** zijn daarom voorstander om het overschrijdingstarief toe te passen naar analogie met de wijze waarop Elia dit doet voor de aanrekening van de transmissienettarieven. Dit betekent dat, in geval het toegangsvermogen wordt overschreden, een overschrijdingstarief wordt toegepast op de overschrijding gedurende een periode van 12 maanden. Tijdens deze periode hebben overschrijdingen die lager zijn dan de 1^{ste} overschrijding geen verdere impact. Hierdoor krijgt de netgebruiker i.g.v. een structurele verhoging van zijn capaciteitsgebruik voldoende tijd om een verhoging van het toegangsvermogen aan te vragen en wordt hij niet meermaals afgestraft voor hetzelfde probleem.

Ook **Fluvius** haalt de Elia-methodiek aan als een meer geschikte optie. Een andere mogelijke piste bestaat er volgens Fluvius in om na een overschrijding het toegangsvermogen automatisch op te trekken tot het niveau van de overschrijding en dit voor de volgende 12 maanden.

Reactie VREG op de zienswijze

De VREG toont begrip voor deze zienswijze en kan begrijpen dat de door hem in de consultatietekst voorgestelde methodiek een onredelijke en disproportionele afstraffing bij netgebruikers kan teweegbrengen in geval van een (herhaaldelijke) overschrijding.

Rekening houdend met de reacties van de belanghebbenden en na verdere analyse, overweegt de VREG om de toepassingsmodaliteiten van het overschrijdingstarief zoals bepaald in de – door de

CREG vastgestelde – tariefstructuur van de transmissienettarieven over te nemen, met dien verstande dat niet de 11^{de} maar de hoogste maandpiek zou worden beschouwd en geen Time of Use (ToU) perioden in rekening zouden worden genomen voor het vaststellen van een overschrijding.

Ook wat de hoogte van het overschrijdingstarief betreft, overweegt de VREG eenzelfde verhouding toe te passen als Elia, d.i. het tarief toegangsvermogen vermeerderd met 50%. De VREG meent dat deze hoogte de netgebruiker zou aanzetten zijn toegangsvermogen niet moedwillig te onderschatten en de distributienetbeheerder zou toelaten om met voldoende vertrouwen op basis van de ingestelde toegangsvermogens zijn netten te dimensioneren.

4.2.2.2 Zienswijze 8

Zienswijze	Het overschrijdingstarief mag enkel toegepast worden op momenten van netcongestie
Belanghebbenden	COGEN

Samenvatting van de zienswijze

COGEN meent dat een overschrijdingstarief enkel mag toegepast worden op momenten van netcongestie. Op andere momenten leidt een overschrijding immers niet tot bijkomende kosten en mag dan bijgevolg niet bestraft worden.

Reactie VREG op de zienswijze

De VREG meent dat de aanrekening van een overschrijdingstarief, énkél op een aantal specifieke momenten, het risico inhoudt dat bepaalde klanten – met voldoende flexibiliteit om het elektriciteitsverbruik te verschuiven – hun toegangsvermogen ruim lager zouden instellen dan gepast volgens hun effectief vermogensgebruik. Zo zouden deze klanten een kostenreflectieve bijdrage – d.w.z. in verhouding tot de kosten die hun netgebruik veroorzaakt en voor zover hun aangepast gedrag niet tot kostenbesparingen voor het net leidt – kunnen ontlopen.

De VREG wijst erop dat een groot deel van de netkosten distributie gezonken kosten zijn. Deze kosten zijn onafhankelijk van het effectieve netgebruik van de klant en kunnen volgens de VREG voor GVM klanten het best gereflecteerd worden d.m.v. de tariefdrager toegangsvermogen (cf. reactie VREG bij zienswijze 3 (4.2.1.1)).

4.2.2.3 Zienswijze 9

Zienswijze	De modaliteiten tot wijziging van het toegangsvermogen moeten voldoende flexibel zijn
Belanghebbenden	Essenscia – Febeliec – Infrabel

Samenvatting van de zienswijze

Essenscia en **Febeliec** wijzen erop dat de modaliteiten tot wijziging van het toegangsvermogen voldoende transparant en flexibel moeten zijn om de netgebruiker de mogelijkheid te geven tot een zo correct mogelijke reservering te komen. **Febeliec** verwijst hierbij naar de modaliteiten die Elia in dit kader toepast.

Infrabel meent dat een wijziging van het toegangsvermogen binnen een termijn van 1 week mogelijk zou moeten zijn. De klant ontvangt zijn maandelijkse factuur en informatie over zijn piekvermogen pas rond de 15^{de} van de maand nadien. Dit betekent dat er daarna slechts 2 weken overblijven om een aanvraag tot wijziging bij de distributienetbeheerder in te dienen en hierover een antwoord te ontvangen. Een alternatieve procedure zou er volgens Infrabel in kunnen bestaan dat de distributienetbeheerder de netgebruiker onmiddellijk verwittigt in geval van een overschrijding.

Reactie VREG op de zienswijze

De VREG neemt akte van de bezorgdheden van de belanghebbenden en zal deze meenemen in de komende herziening van het Technisch Reglement Distributie Elektriciteit (TRDE). De VREG overweegt om in deze herziening de voorwaarden tot verhoging/verlaging van het toegangsvermogen uit te werken, alsook de modaliteiten van de bijhorende aanvraagprocedure, en zal dit desgevallend aan de belanghebbenden ter consultatie voorleggen, conform het Energiedecreet⁹.

4.2.2.4 Zienswijze 10

Zienswijze	In een beginfase zijn aangepaste toepassingsmodaliteiten van het overschrijdingstarief mogelijk aangewezen
Belanghebbenden	COGEN – D.M. – FEBEG

Samenvatting van de zienswijze

COGEN pleit ervoor het overschrijdingstarief niet toe te passen in een eerste fase na invoering van de nieuwe tariefstructuur. O.w.v. beperkte kennis over hun capaciteitsgebruik zullen veel netgebruikers zich niet onmiddellijk bewust zijn van een overschrijding en mogelijk niet meteen reageren. Het zou niet eerlijk zijn hen daar onmiddellijk voor te bestraffen. Ook **FEBEG** acht een dergelijke overgangsmaatregel nuttig en ziet bovendien een rol voor de leverancier om klanten in deze fase alvast te informeren over hun overschrijdingen en waar nodig te helpen. Wanneer de beslissing over de nieuwe tariefstructuur voldoende op voorhand wordt aangekondigd, kunnen netgebruikers aldus FEBEG op voorhand voldoende informatie verzamelen en is een maatregel minder noodzakelijk.

COGEN stelt dat de distributienetbeheerder in deze eerste fase klanten ook moet terugbetalen indien zijn ingesteld toegangsvermogen achteraf ruim boven zijn effectief gebruikte capaciteit zou blijken te liggen.

D.M. oppert ten slotte om het overschrijdingstarief geleidelijk aan te verhogen na de invoering van de nieuwe tariefstructuur en of de klant in een beginfase meer tijd geven om te reageren op een overschrijding.

⁹ Art. 4.2.1, §1 Energiedecreet.

Reactie VREG op de zienswijze

De VREG meent dat het financiële risico voor de netgebruiker zal worden ingeperkt door andere dan de geconsulteerde toepassingsmodaliteiten van het toegangsvermogen te overwegen: zie reactie VREG bij zienswijze 7 (4.2.2.1).

Verder vindt de VREG het noodzakelijk dat klanten voorafgaand aan de eventuele invoering van de nieuwe tariefstructuur voldoende geïnformeerd worden over hun piekgebruik, zodat zij hun toegangsvermogen onmiddellijk met kennis van zaken kunnen instellen. Desgevallend zal de VREG daarom aandringen bij de distributienetbeheerders om hieromtrent duidelijke en voldoende communicatie te voorzien en met de leveranciers bekijken of ook zij hier een rol in kunnen opnemen. Na de vaststelling van de tariefmethodologie 2021-2024 overweegt de VREG een overlegtraject op te starten met de sector met als doel de klant samen optimaal voor te bereiden en het nodig draagvlak te creëren.

4.2.2.5 Conclusie

De VREG wijzigt zijn initieel standpunt. De VREG overweegt in CONS-2020-03 inzake de tariefmethodologie 2021-2024 om, voor wat het overschrijdingstarief betreft, de modaliteiten zoals toegepast door Elia voor de aanrekening van de transmissienettarieven over te nemen, met dien verstande dat niet de 11^{de} maar de hoogste maandpiek zou worden beschouwd en geen ToU perioden in rekening zouden worden genomen voor het vaststellen van een overschrijding:

- In geval het toegangsvermogen wordt overschreden, zou voor de overschrijding gemeten in de maand M een overschrijdingstarief worden toegepast tijdens een periode lopende van de maand M tot de maand M+11;
- Ook wanneer de netgebruiker tijdens deze periode een verhoging van zijn toegangsvermogen aanvraagt en/of doorvoert, zou het overschrijdingstarief worden toegepast tijdens de volledige periode.

De VREG overweegt bovendien om het overschrijdingstarief te laten overeenstemmen met het tarief voor het toegangsvermogen vermeerderd met 50%.

4.2.3 Invoering tariefdrager ToU piek

In het consultatiedocument werd aan de belanghebbenden volgende vraag voorgelegd:

Wanneer acht u het moment geschikt om de derde tariefdrager ToU piek te activeren?

Moet de activatie van de tariefdrager ToU piek bij de piekgemeten klanten met een grootverbruiksmeterinrichting en/of piekgemeten klanten die beschikken over een aansluiting met een decentrale productie-eenheid met een maximaal AC-vermogen groter dan 10 kVA volgens u samengaan met de introductie van een gelijkaardige ToU prikkel bij de klanten met een kleinverbruiksmeterinrichting? Zo ja, moeten beiden op eenzelfde moment geactiveerd worden?

De zienswijzen hieronder werden geformuleerd als antwoord op of zijn direct gerelateerd aan deze vraag.

4.2.3.1 Zienswijze 11

Zienswijze	Onmiddellijke introductie van een ToU prikkel in de nieuwe tariefstructuur
Belanghebbenden	COGEN

Samenvatting van de zienswijze

COGEN pleit voor de onmiddellijke invoering van een nieuwe ToU prikkel in de tariefstructuur om te vermijden dat meermaals moet gecommuniceerd worden én klanten hun gedrag meerdere keren zouden moeten aanpassen. Positieve gedragsveranderingen zijn immers moeilijk aan te leren. Het wegnemen van de huidige ToU sturing – zonder onmiddellijke invoering van een nieuwe sturing – vormt dan ook een verkeerd signaal naar de klant toe. COGEN stelt voor om het huidige onderscheid ‘dag/nacht’ uit te breiden naar vier – door de distributienetbeheerder te bepalen – periodes. COGEN wijst er in dit verband nog op dat het verleden heeft aangetoond dat een verbruiksgerelateerd ToU tarief effectief is om een gedragswijziging teweeg te brengen. De effectiviteit van een vermogengebaseerd ToU tarief meent COGEN niet te kunnen inschatten. COGEN stelt ten slotte dat een latere invoering van een nieuwe ToU prikkel de verdere elektrificatie zal vertragen.

Reactie VREG op de zienswijze

De VREG begrijpt dat de toevoeging van een tijdsafhankelijke prikkel een middel kan zijn om de kostenreflectiviteit van de nettarieven (op allocatieniveau) te verhogen: wanneer op het moment van piekbelasting op het distributienet een hoger tarief zou worden aangerekend, worden de gerelateerde hogere kosten voor de distributienetbeheerder toegewezen aan die klanten die op dat moment effectief bijdragen aan de piek. Echter, aan de invoering van een ToU prikkel zijn ook risico's en nadelen verbonden¹⁰:

- ToU tarieven zijn zeer geschikt om bestaande algemene pieken af te vlakken, maar riskeren nieuwe lokale pieken te doen ontstaan. Pieken verplaatsen naar andere momenten lost de potentiële netproblemen niet op;
- Pieken in distributienetten treden niet altijd gelijktijdig op met de piek in het Belgische elektriciteitssysteem (d.i. de ‘systeempiek’), en kunnen sterk verschillen van koppelpunt tot koppelpunt, in functie van de aangesloten belastingen en productie-installaties. Het effect van de invoering van een algemene ToU prikkel zonder locationele component zal daarom verschillend zijn en kan in bepaalde netdelen juist congestie in de hand werken;
- Een hoog ToU tarief gedurende verschillende uren – of m.a.w. een ToU prikkel met ruim gedefinieerde tijdsblokken – zet klanten mogelijk sterk aan om minder te verbruiken op momenten waarop er zich geen enkel probleem stelt voor het distributienet. Deze inspanningen zijn bijgevolg vrij inefficiënt;
- Hiernaast riskeren ToU tarieven andere, bijkomende netproblemen te creëren. Residentiële klanten zullen met zekere waarschijnlijkheid het verbruik van hun elektrische toestellen – bv. opladen elektrisch voertuig, elektrische boiler, etc. – m.b.v. slimme aansturingen opstarten, exact op het moment waarop de periode met het lagere ToU tarief aanvat. Dergelijk gedrag kan geaggregeerd tot een zeer hoge onmiddellijke netbelasting

¹⁰ Zie Bjørndalen J. en de Heer H., Effective and cost-reflective distribution tariffs – Innovative distribution tariffs that facilitate the energy transition, DNV GL, 2020.

leiden. Dit kan stabiliteitsproblemen doen ontstaan, bovenop de meer ‘traditionele’ congestieproblemen.

Aan de mogelijke invoering van een ToU prikkel moet dan ook een grondige analyse voorafgaan. Omdat het distributienet op dit moment nog vrij ruim gedimensioneerd is, beschouwt de VREG de toevoeging van een tijdsafhankelijk signaal – bovenop de algemene stimulans tot rationeel netgebruik via de invoering van een capaciteitsgebaseerde tariefdrager – op dit moment nog niet als urgent.

De VREG meent dat een tijdsafhankelijke prikkel met het oog op de bevoorradingszekerheid best gegeven wordt via de energiecomponent, eerder dan via de nettarieven. Vanaf 2021 zullen leveranciers producten met dynamische energieprijzen kunnen aanbieden. Zonder toevoeging van een tijdsafhankelijke prikkel moedigen de nettarieven de absorptie van energie op goedkope momenten en de injectie van energie op kritische momenten niet actief aan – en versterken ze dynamische prijssignalen dus niet – maar ze vormen ook geenszins een belemmering, conform de richtsnoeren in het Energiedecreet.¹¹ Een ToU prikkel in de nettarieven – bepaald i.f.v. de piekbelasting op het distributienet – zal immers mogelijk op bepaalde momenten conflicteren met signalen uitgaande van de energiecomponent. De VREG wil daarom de ontwikkelingen op het vlak van dynamische energieprijzen afwachten en mogelijke interferenties met een eventuele ToU prikkel via de nettarieven verder onderzoeken.

Hiernaast wil de VREG ook de evoluties afwachten m.b.t. de ontwikkeling van een ‘markt’ voor ondersteunende diensten. Hierop zullen klanten, aangesloten op een locatie waar zich netproblemen voordoen, vrijwillig hun flexibiliteit kunnen aanbieden aan de distributienetbeheerder en hiervoor een vergoeding ontvangen. Er wordt momenteel gewerkt aan een wettelijk kader dat dit in de toekomst mogelijk moet maken¹². Conform het negentiende richtsnoer¹³ in het Energiedecreet mogen de tarieven de deelname van vraagresponso aan dergelijke ‘markt’ niet belemmeren, net als deelname aan de markt voor evenwichtsdiensten. Ook hier moet bijgevolg rekening mee worden gehouden bij het bepalen van een geschikte ToU prikkel.

Ten slotte wil de VREG ook de effecten van de invoering van de nieuwe tariefstructuur afwachten en verder analyseren, waaronder de gedragswijzigingen van KVM en GVM klanten – ten gevolge van de invoering van een capaciteitstarief en de afschaffing van het huidig dag-/nacht-/excl. nachttarief – en de impact hiervan op de synchrone piekbelasting en de systeempiek.

Rekening houdend met bovenstaande meent de VREG dat het momenteel nog niet opportuun lijkt om een nieuwe ToU prikkel in te voeren. Door verdere analyse meent hij het risico op de introductie van een verkeerde, inefficiënte prikkel te kunnen beperken en tot een betere, eenduidige vaststelling van ToU perioden (seizoen, werk- vs. weekenddagen, piekuren, ...) te kunnen komen. De VREG oppert daarom om (minstens tijdelijk) geen ToU prikkel in de tariefstructuur op te nemen, gelet op het gevaar dat een niet-onderbouwde, inefficiënte prikkel geïntroduceerd zou worden.

De VREG merkt nog op dat de ToU prikkel die hij verder zal onderzoeken in eerste instantie een algemene, statische prikkel zou betreffen: dit betekent dat voorgesteld zou worden om elke GVM klant dezelfde prikkel te geven, onafhankelijk van zijn locatie, met de ex ante bepaling van de verschillende ToU perioden en daarmee verband houdende nettarieven, ten einde de transparantie en voorspelbaarheid van het nettarief te bewaken.

¹¹ Art. 4.1.32, §1, 18° en 20° Energiedecreet.

¹² Omzetting van Richtlijn 2019/944 van 5 juni 2019 en Richtlijn 2018/2001 van 11 december 2018 kaderend binnen het ‘Clean energy for all Europeans Package’.

¹³ Art. 4.1.32, §1, 19° Energiedecreet.

4.2.3.2 Zienswijze 12

Zienswijze	Geen onmiddellijke introductie van een ToU prikkel in de nieuwe tariefstructuur
Belanghebbenden	Essenscia – FEBEG – Febeliec – Fluvius – D.M.

Samenvatting van de zienswijze

Fluvius acht het raadzaam om het principe van de tariefdrager TOU piek al op te nemen in de nieuwe tariefstructuur en vanaf de start systeemtechnisch te implementeren in de tariefformules. Voor een eenduidige bepaling van de ToU periodes is echter verdere analyse nodig o.b.v. meer gedetailleerde informatie voor de specifieke groep GVM klanten.

Febeliec oordeelt het niet opportuun om een nieuwe ToU prikkel in te voeren zonder verdere analyse. **Febeliec** vraagt zich af hoe de ToU perioden en tarieven zullen worden vastgesteld en hoe deze doorheen de tijd zullen evolueren, vermits op een bepaald moment de gewenste gedragsveranderingen bereikt zullen zijn en de prikkel op dat moment aan zijn doel zal voorbijschieten. Febeliec merkt ook op dat de algemene, uniforme prikkel die de VREG voor ogen heeft niet noodzakelijk de nettoestand ten goede zal komen. Dit blijkt, aldus Febeliec, vandaag al uit de negatieve impact die bepaalde distributienetbeheerders ondervinden bij de overgang van de ToU periode ‘dag’ naar de ToU periode ‘nacht’. **Essenscia** stemt in dat kritisch onderzocht moet worden of het voorzien van een algemene ToU prikkel in de tariefstructuur wel de meest gepaste wijze is om lokale netproblemen op te lossen. Volgens Essenscia lijkt een ‘markt’ voor ondersteunende diensten hiertoe meer geschikt.

Ook **FEBEG** is voorstander van de ontwikkeling van een ‘markt’ voor ondersteunende diensten waarop klanten, aangesloten op een locatie waar zich netproblemen voordoen, vrijwillig hun flexibiliteit kunnen aanbieden aan de distributienetbeheerder en hiervoor een correcte vergoeding ontvangen. FEBEG is vanuit dat oogpunt geen voorstander van dynamische ToU tarieven – i.f.v. de reële nettoestand – maar meent dat met een tariefdifferentiatie op maandbasis, al dan niet afhankelijk van het moment van de dag overeenkomstig met (vooraf statistisch bepaalde) momenten van piekbelasting, de tariefstructuur op eenvoudige wijze de kosten gerelateerd met de synchrone piek kan reflecteren. **VEB** denkt eveneens dat de toevoeging van de tariefdrager ToU piek RNG zal bevorderen maar acht verder onderzoek naar geschikte ToU perioden wel eerst noodzakelijk.

FEBEG stelt dat, voorafgaandelijk aan de invoering van de tariefdrager ToU piek, moet geanalyseerd worden in welke mate dynamische prijssignalen en een ToU prikkel via de tarieven mogelijk tegenstrijdige signalen geven aan de klant. Ook moeten de gedragswijzigingen van klanten t.g.v. de invoering van de nieuwe tariefstructuur eerst afgewacht worden, alvorens kan geëvalueerd worden in welke mate de toevoeging van een ToU prikkel nog bijkomende gewenste effecten kan teweegbrengen. FEBEG verkiest dan ook een nieuwe ToU prikkel niet onmiddellijk in te voeren. Ook **D.M.** stelt voor hiermee te wachten tot meer informatie beschikbaar is.

VEB suggereert ten slotte om de ToU prikkel gefaseerd te introduceren, bv. door in een 1^{ste} periode van 10 jaar de ToU perioden en tarieven jaarlijks te evalueren en indien nodig te herzien. VEB pleit

er in dat opzicht voor de ToU prikkel zo te omschrijven dat de ToU perioden kunnen bijgestuurd worden bij veranderende marktomstandigheden.

Reactie VREG op de zienswijze

De VREG overweegt een ToU prikkel niet onmiddellijk in te voeren, o.a. omdat hij de evoluties op het vlak van dynamische energieprijzen en de ontwikkeling van een 'markt' voor ondersteunende diensten wil afwachten: zie reactie VREG bij zienswijze 11 (4.2.3.1).

De VREG meent pas te kunnen concluderen na verdere analyse of een statische, algemene ToU prikkel al dan niet van nut kan zijn voor de ontlasting van het distributienet en of een eenduidige en effectieve bepaling van ToU perioden mogelijk is: zie reactie VREG bij zienswijze 11 (4.2.3.1).

4.2.3.3 Zienswijze 13

Zienswijze	Gelijktijdige invoering nieuwe ToU prikkel bij GVM en KVM klanten noodzakelijk
Belanghebbenden	Essenscia – Febeliec – Infrabel – VEB

Samenvatting van de zienswijze

Essenscia, **Febeliec** en **Infrabel** menen dat een ToU sturing slechts zin heeft wanneer *alle* netgebruikers worden geïncentiveerd om hun pieken af te vlakken of verschuiven. Essenscia en Febeliec wijzen erop dat vooral KVM klanten bijdragen tot de synchrone piekbelasting (bv. de synchrone injectiepiek op de middaguren en de avondpiek rond 18u). Het is volgens hen dan ook noodzakelijk om het probleem aan te pakken waar het zich stelt. **Essenscia** pleit er in dat opzicht voor om bij de bepaling van een ToU prikkel niet enkel het netto-effect op koppelpuntniveau te bekijken én zowel de impact van afname als injectie op de netbelasting in rekening te nemen. **Infrabel** is daarentegen eerder voorstander van een alignering met de ToU perioden die Elia toepast.

Essenscia en **Infrabel** wijzen er verder op dat vele KVM klanten vandaag nog niet in staat zijn hun capaciteitsgebruik (automatisch) aan te sturen. Volgens Essenscia moet de implementatie van een nieuwe ToU prikkel daarom afgestemd worden met een snelle uitrol van de digitale meter.

VEB stelt ten slotte dat bij een gelijktijdige invoering voor *alle* klanten zowel het begrip, de noodzaak als de toepassingsmodaliteiten van de nieuwe ToU prikkel duidelijk en transparant aan iedereen worden gecommuniceerd.

Reactie VREG op de zienswijze

Omdat de VREG overweegt een ToU prikkel niet onmiddellijk in te voeren, doet hij nog geen uitspraak over de al dan niet gelijktijdige invoering bij GVM en KVM klanten, in afwachting van de resultaten van verdere analyse: zie ook reactie VREG bij zienswijze 11 (4.2.3.1).

Wat de uitrolsnelheid van de digitale meter betreft, verwijst de VREG naar het [Vlaamse regeerakkoord 2019-2024](#), dat een maximale uitrol tijdens deze legislatuur vooropstelt.

4.2.3.4 Zienswijze 14

Zienswijze	Gelijktijdige invoering nieuwe ToU prikkel bij GVM en KVM klanten niet noodzakelijk
Belanghebbenden	COGEN – Fluvius

Samenvatting van de zienswijze

Fluvius acht een afstemming van het tijdstip van invoering van een nieuwe ToU prikkel bij GVM vs. KVM klanten niet noodzakelijk. Er is op dit moment al een ToU prikkel in voege, door toepassing van het onderscheid dag- vs. nachttarief. Voor KVM klanten kan deze bestaande prikkel later, in functie van de betere beschikbaarheid van informatie uit de digitale meters, waar nodig bijgestuurd worden.

COGEN wijst erop dat wijzigingen bij KVM klanten een andere dynamiek en meer gevoeligheden kennen dan bij GVM klanten en pleit daarom voor een pragmatische aanpak.

Reactie VREG op de zienswijze

De VREG overweegt om voor de 2 verschillende tariefperiodes (beter gekend als dag- en nachttarief) waarvan sprake is in het Energiebesluit¹⁴ eenzelfde hoogte van het nettatarief te hanteren, zowel voor GVM als voor KVM klanten. De huidige lagere nettarieven tijdens de nachturen reflecteren immers geen lagere netkosten en zijn dus niet kostenreflectief (op allocatieniveau) in verhouding tot de nettarieven tijdens de daguren. Bovendien is de huidige ToU-prikkel niet afgestemd op het veranderde energielandschap met meer decentrale en weersafhankelijke productie. Zo worden klanten met een tweevoudig uurtarief op dit moment niet aangemoedigd om elektriciteit te verbruiken op momenten dat er veel hernieuwbare energie voorhanden is.

De VREG merkt op dat de gelijkschakeling énkél de nettarieven betreft. Het staat de leverancier vrij om verschillende energieprijzen te blijven aanbieden volgens de huidig geldende tariefperiodes.

Omdat de VREG overweegt een ToU prikkel niet onmiddellijk in te voeren, doet hij nog geen uitspraak over de al dan niet gelijktijdige invoering bij GVM en KVM klanten, in afwachting van de resultaten van verdere analyse: zie ook reactie VREG bij zienswijze 11 (4.2.3.1).

4.2.3.5 Conclusie

De VREG wijzigt zijn initieel standpunt. De VREG stelt in CONS-2020-03 inzake de tariefmethodologie 2021-2024 voor om vanaf het moment van invoering van de nieuwe tariefstructuur tot het einde van de reguleringsperiode tijdsafhankelijke elektriciteitsdistributienettarieven toe te passen die naar hoogte toe gelijkgeschakeld worden – dit zowel bij GVM als KVM klanten. De VREG overweegt bijgevolg de tariefdrager ToU piek niet op te

¹⁴ Art. 3.1.36 Energiebesluit.

nemen in de nieuwe tariefstructuur voor GVM klanten en de aanrekening van het Tarief Netgebruik door te voeren volgens de verdeling ‘50% toegangsvermogen – 50% maandpiek’.

Met het oog op de eventuele introductie van een ToU prikkel in de navolgende reguleringsperiode, overweegt de VREG in CONS-2020-03 een verplichting voor de distributienetbeheerder tot oplevering van een studie hierover aan de VREG tegen 01/01/2024.

4.3 M.b.t. de voorgestelde tariefstructuur voor injectie

4.3.1 Zienswijze 15

Zienswijze	Geen injectietarief
Belanghebbende(n)	COGEN – FEBEG

Samenvatting van de zienswijze

COGEN en **FEBEG** pleiten voor de afschaffing van een injectietarief voor GVM klanten en halen hiertoe onderstaande argumenten aan.

FEBEG meent vooreerst dat de werkelijke injectiekosten niet gekend zijn door de distributienetbeheerder. Volgens de huidige tariefmethodologie draagt injectie onder meer bij aan de niet-gekapitaliseerde pensioenen (vervat in de tariefcomponent Toeslagen), terwijl injectie bezwaarlijk aan de basis van deze kosten kan liggen. FEBEG erkent dat productie-installaties netcapaciteit gebruiken maar merkt op dat het bestaande distributienet grotendeels werd gedimensioneerd i.f.v. de afname eerder dan de injectie. Bovendien, stelt FEBEG, moeten de baten van injectie – waaronder bv. een daling van de netverliezen en een beperktere levering vanuit de hogere spanningsniveaus – hiertegenover gesteld worden. **COGEN** betwijfelt dat injectie extra investeringen in netinfrastructuur veroorzaakt.

Verder wijst **FEBEG** erop dat een injectietarief kostenverhogend is voor producenten en zodoende het ‘gelijk speelveld’ verstoort t.o.v. producenten op andere spanningsniveaus, binnen een site of in de ons omringende landen. FEBEG verwijst in dat verband naar de [studie van PWC](#), in opdracht van de VREG, waaruit duidelijk blijkt dat injectietarieven in Vlaanderen aanzienlijk hoger zijn dan in de buurlanden. Een injectietarief zal het investeringsklimaat voor decentrale productie in Vlaanderen dan ook benadelen, aldus **FEBEG** en **COGEN**.

Ten slotte menen **FEBEG** en **COGEN** dat producenten reeds via de niet-periodieke aansluitingstarieven een bijdrage leveren voor een eventuele noodzakelijke netversterking voor hun project.

COGEN merkt hiernaast nog op dat de aanwezigheid van een ToU prikkel in de tariefstructuur de eventuele nood aan een injectietarief overbodig zou maken aangezien dit alle netgebruikers zou aanzetten om een overaanbod aan geïnjecteerde energie kosten-efficiënt, en in de nabijheid van injectie, te verbruiken of op te slaan.

Reactie VREG op de zienswijze

Vanuit het oogpunt van kostenreflectiviteit (op allocatieniveau) en een stimulans tot rationeel netgebruik – de belangrijkste drijfveren tot hervorming van de tariefstructuur – meent de VREG dat het opportuun is om ook een klein deel van de netkosten aan injectie te alloceren. Injectie – zowel door GVM als KVM klanten – veroorzaakt namelijk wel kosten, net zoals afname. In zijn reactie op [CONS-20190-02](#) m.b.t. de vaststelling van een nieuwe tariefstructuur voor KVM klanten onderschrijft **Fluvius** dat ten gevolge van de introductie van decentrale productie op zijn netten er specifieke kosten ontstaan die kunnen worden toegewezen aan injectie.

In CONS-2019-01 werd geen uitspraak gedaan over de hoogte noch de aard van de kosten die aan injectie toegewezen zullen worden. Dit is wel een onderdeel van CONS-2020-03 inzake de tariefmethodologie 2021-2024. Conform het Energiedecreet¹⁵ moeten injectietarieven niet alleen de kosten maar ook de baten weerspiegelen. Er zijn namelijk ook kostenbesparingen verbonden aan gedistribueerde opwekking, zoals de directe afname van energie op het laagspanningsnet (met o.m. een daling van de netverliezen tot gevolg). Ook kan injectie op het distributienet bijdragen tot een efficiëntere werking van het net, al was het maar omdat bepaalde netinvesteringen uitgesteld of zelfs vermeden kunnen worden.

M.b.t. de opmerking dat een ToU prikkel een injectietarief overbodig zou maken, wijst de VREG erop geen voorstander te zijn van een dynamische, locatiegebonden prikkel. De VREG verkiest de ontwikkeling van een ‘markt’ voor ondersteunende diensten om lokale netproblemen op te lossen: zie reactie VREG op zienswijze 11 (4.2.3.1).

4.3.2 Zienswijze 16

Zienswijze	Achterliggende allocatie aan injectie van (minstens) de kosten die ze onweerlegbaar zelf veroorzaken
Belanghebbende(n)	Essenscia – Febeliec – Fluvius – VEB

Samenvatting van de zienswijze

Febeliec meent dat afname en injectie het net in gelijke mate nodig hebben. Vanuit het oogpunt van kostenreflectiviteit (op allocatieniveau) zou elk bijgevolg de helft van de netkosten moeten dragen. Alleszins is het volgens Febeliec absoluut minimaal noodzakelijk dat de kosten die onweerlegbaar en direct enkel aan injectie kunnen worden toegekend, via een injectietarief aan hen worden aangerekend. Op deze manier krijgt ook injectie een juist signaal tot efficiënt netgebruik.

Fluvius en **VEB** zijn eveneens voorstander om aan injectie de kosten te alloceren die ze werkelijk veroorzaken.

Ook **Essenscia** ten slotte pleit voor een evenwichtige bijdrage van injectie en afname aan de netkosten.

Reactie VREG op de zienswijze

¹⁵ Art. 4.1.32, §1, 17° Energiedecreet.

In CONS-2019-01 wordt geen uitspraak gedaan over de hoogte noch de aard van de kosten die aan injectie toegewezen zullen worden. Dit is een onderdeel van CONS-2020-03 inzake de tariefmethodologie 2021-2024. Conform het Energiedecreet¹⁶ moeten injectietarieven niet alleen de kosten maar ook de baten weerspiegelen. Er zijn namelijk ook kostenbesparingen verbonden aan gedistribueerde opwekking, zoals de directe afname van energie op het laagspanningsnet (met o.m. een daling van de netverliezen tot gevolg). Ook kan injectie op het distributienet bijdragen tot een efficiëntere werking van het net, al was het maar omdat bepaalde netinvesteringen uitgesteld of zelfs vermeden kunnen worden.

4.3.3 Zienswijze 17

<i>Zienswijze</i>	Geen voorkeur voor de tariefdrager ‘delta maandpiek’ (kW) in de eerste fase na invoering van de nieuwe tariefstructuur
<i>Belanghebbende(n)</i>	Fluvius

Samenvatting van de zienswijze

Fluvius merkt op dat de door de VREG in de consultatietekst voorgestelde tariefdrager voor injectie, d.i. ‘delta maandpiek’ (kW), een voordeel impliceert voor productie achterliggend aan een afnamepunt t.o.v. individueel aangesloten productie-installaties.

Met het oog op de facturatieprocessen, wijst Fluvius erop dat bij een keuze voor de tariefdrager ‘delta maandpiek’ afname en injectie met elkaar in relatie moeten worden gebracht. Naast de systeemtechnische complexiteit die dat met zich meebrengt, betekent dit ook dat een producent en afnemer op eenzelfde aansluiting, die wel afzonderlijke toegangspunten hebben waarop vaak verschillende juridische partijen zijn geregistreerd, met elkaar verrekend moeten worden. Fluvius zijn voorkeur gaat daarom, zeker in de eerste fase na invoering van de nieuwe tariefstructuur, niet uit naar de tariefdrager ‘delta maandpiek’.

Ten slotte geeft Fluvius aan dat deze tariefdrager niet de indruk mag wekken dat een netgebruiker zomaar altijd over zijn gereserveerd toegangsvermogen voor afname kan beschikken voor injectie. Afname en injectie gedragen zich immers technisch anders op het net.

Reactie VREG op de zienswijze

De VREG meent dat, vanuit het oogpunt van kostenreflectiviteit (op allocatieniveau) en een stimulans tot rationeel netgebruik, de keuze voor een capaciteitsgebaseerde tariefdrager het meest voor de hand ligt. Net als bij afname, zijn de door injectie veroorzaakte kosten in hoofdzaak vermogen-gedreven. Een tariefdrager o.b.v. capaciteit zou de kostenoorzaken bijgevolg beter kunnen weerspiegelen en de decentrale producenten aanzetten om het distributienet op een zo efficiënt mogelijke manier te gebruiken, om zo toekomstige netkosten uit te stellen of minstens tot een minimum te beperken.

De VREG oordeelt echter momenteel over onvoldoende informatie te beschikken om de meest geschikte capaciteitsgebaseerde tariefdrager voor aanrekening van kosten aan injectie te kunnen bepalen. De VREG meent hiertoe eerst meer inzicht te moeten verwerven in de stimulans tot rationeel netgebruik uitgaande van verschillende mogelijke capaciteitsgebaseerde tariefdragers,

¹⁶ Art. 4.1.32, §1, 17° Energiedecreet.

rekening houdend met de diversiteit aan producenten (bv. klanten met een grote, zuivere productie-installatie vs. prosumenten-zelfverbruikers): d.i. de aanrekening van aan injectie gealloceerde kosten o.b.v. een injectiepiek (bv. de maandpiek), een ‘delta piek’ (bv. het verschil tussen de maandpiek injectie en de maandpiek afname, voor zover de maandpiek injectie de maandpiek afname overtreft) dan wel via een integratie in de capaciteitsgebaseerde tariefdrager voor afname.

De VREG overweegt in ieder geval om eenzelfde tariefdrager voor injectie toe te passen op KVM én GVM klanten met een decentrale productie-installatie. Door voor alle klantengroepen op het distributienet eenzelfde tariefdrager voor injectie in te voeren, meent de VREG zowel een mogelijk discriminatoire behandeling als de aansluiting van productie op een ander spanningsniveau louter omwille van tarifaire redenen te vermijden.

In afwachting van verdere inzichten stelt de VREG in CONS-2020-03 voor om de huidige tariefdrager kWh te behouden tijdens de volgende reguleringsperiode voor de aanrekening van aan injectie gealloceerde kosten. Met het oog op de eventuele introductie van een capaciteitsgebaseerde tariefdrager in de navolgende reguleringsperiode, overweegt de VREG in CONS-2020-03 bovendien een verplichting voor de distributienetbeheerder tot oplevering van een studie hierover aan de VREG tegen 01/01/2024.

Verder stelt de VREG in CONS-2020-03 een injectietarief voor dat niet enkel qua tariefdrager maar ook qua hoogte uniform is over alle klantengroepen heen. De VREG meent namelijk dat het cascadeprincipe toegepast op afname voor de toewijzing van netkosten over de verschillende klantengroepen, niet toepasbaar is op injectie. Geïnjecteerde energie wordt immers vaak op hetzelfde spanningsniveau weer afgenomen én kan zelfs inverse stromen naar een hoger spanningsniveau tot gevolg hebben. Omdat de hoger gelegen distributienetten noodzakelijk zijn en de aanwezigheid van decentrale productie daar niets aan verandert, blijft het cascadeprincipe wel van toepassing op afname. De VREG overweegt in CONS-2020-03 ten slotte een uniform maximumtarief voor injectie ten einde eventuele grote prijsschokken te voorkomen.

4.3.4 Zienswijze 18

<i>Zienswijze</i>	Voorkeur voor dezelfde tariefdragers voor injectie en afname
<i>Belanghebbende(n)</i>	VEB

Samenvatting van de zienswijze

VEB is voorstander om voor de aanrekening van kosten aan injectie gebruik te maken van dezelfde tariefdragers als deze voor aanrekening van de netkosten aan afname. Het voorstel om het verschil tussen de injectie- en afnamepiek in beschouwing te nemen, beoordeelt VEB wel positief.

VEB heeft een voorkeur voor een loutere toepassing van ex-post gemeten tariefdragers, volgens de combinatie ‘50% delta jaarpiek – 50% delta maandpiek’ (zie ook zienswijze 3 (4.2.1.1)).

Reactie VREG op de zienswijze

De VREG meent dat een aanrekening van kosten aan injectie o.b.v. 2 verschillende tariefdragers de eenvoud en transparantie van de tariefstructuur én netfactuur niet ten goede zou komen. Daarom overweegt de VREG de tariefdrager ‘kWh’ te verkiezen boven de door VEB voorgestelde combinatie ‘50% delta jaarpiek – 50% delta maandpiek’: zie reactie VREG bij zienswijze 17 (4.3.3).

4.3.5 Zienswijze 19

<i>Zienswijze</i>	Verschillende impact op klanten met een hernieuwbare productie-installatie al naargelang het steunsysteem waarvan ze eventueel genieten
<i>Belanghebbende(n)</i>	FEBEG

Samenvatting van de zienswijze

FEBEG merkt op dat de door de VREG in de consultatietekst voorgestelde tariefstructuur een verschil creëert tussen productie-installaties die geen steun meer krijgen vs. zij die onder het oude steunsysteem vallen vs. zij die genieten van het nieuwe steunsysteem:

- Voor hernieuwbare productie-installaties die geen steun meer krijgen, heeft elke kostenstijging direct invloed op de rentabiliteit van de installatie;
- Hernieuwbare productie-installaties die onder het oude steunsysteem (tot 2012) vallen, kennen geen actualisatie van het steunniveau en zullen het injectietarief ook volledig als een bijkomende kost moeten dragen. Dit zal het gebruik van de steunverlengingsregeling noodzakelijker maken;
- Bij hernieuwbare productie-installaties die onder het nieuwe steunsysteem (vanaf 2013) vallen, wordt het injectietarief wel meegenomen bij de actualisatie van de Onrendabele Top (OT). Hierdoor zal het steunniveau echter moeten stijgen, wat een maatschappelijke kost impliceert en de uitbouw van hernieuwbare energie in het gedrang kan brengen. Bovendien kan het zijn dat hierdoor de maximale bandingfactor wordt bereikt, waardoor niet meer aan de werkelijke steunbehoeften wordt tegemoetgekomen.

Reactie VREG op de zienswijze

De VREG heeft begrip voor deze zienswijze maar wijst erop dat, voor wat subsidie- of ondersteuningsmaatregelen allerhande betreft, de rol van de VREG zich beperkt tot die van adviesverlener over nodige of gewenste aanpassingen van de regelgeving ter zake.

4.3.6 Conclusie

De VREG wijzigt zijn initieel standpunt. De VREG stelt in CONS-2020-03 inzake de tariefmethodologie 2021-2024 voor om de kosten toegewezen aan injectie aan te rekenen o.b.v. de tariefdrager ‘kWh’. Met het oog op de eventuele introductie van een capaciteitsgebaseerde tariefdrager in de navolgende reguleringsperiode, overweegt de VREG in CONS-2020-03 bovendien een verplichting voor de distributienetbeheerder tot oplevering van een studie hierover aan de VREG tegen 01/01/2024.

4.4 M.b.t. flankerende maatregelen

4.4.1 Maximumtarief

In het consultatiedocument werd aan de belanghebbenden volgende vraag voorgelegd:

Hoe lang denkt u dat een maximumtarief als overgangmaatregel noodzakelijk is?

De zienswijzen hieronder werden geformuleerd als antwoord op of zijn direct gerelateerd aan deze vraag.

4.4.1.1 Zienswijze 20

Zienswijze	Voorgestelde termijnen voor toepassing van het maximumtarief variëren
Belanghebbende(n)	COGEN – D.M. – Fluvius – Essenscia – Febeliec – VEB

Samenvatting van de zienswijze

Essenscia beklemtoont dat het maximumtarief een tijdelijke en beperkte maatregel moet zijn.

Febeliec stelt dat flankerende maatregelen nodig zijn zolang de tariefstructuur nog niet volledig vaststaat – bv. tot een eventueel later ToU tarief werd ingevoerd – én netgebruikers de tijd en kans hebben gehad om hun gedrag hieraan aan te passen, bv. gedurende één reguleringsperiode. Zo kunnen zware tariefschokken voor individuele netgebruikers vermeden worden. Voor Febeliec is het bovendien belangrijk dat de aanpassing van de tariefstructuur voor GVM klanten niet leidt tot verschuivingen van kosten tussen de klantengroepen, althans voor zover geval KVM klanten op dat moment (nog) niet onderhevig zouden zijn aan een tariefstructuur geënt op (voornamelijk) vermogensdragers.

Febeliec, Fluvius en **D.M.** pleiten voor een geleidelijke en systematische aanpassing van het toegestane maximum naar boven zodat enerzijds steeds minder klanten van deze flankerende maatregel kunnen genieten en klanten anderzijds toch voldoende tijd krijgen om hun gedrag en/of installaties aan te passen. **Fluvius** is wel voorstander om het principe van een maximumtarief permanent te behouden in de tariefstructuur om zo eventuele excessen te beperken.

VEB stelt voor het maximumtarief te voorzien gedurende een periode van 4 à 6 jaar. VEB maakt zich wel zorgen over de impact van de uiteindelijke afschaffing op bedrijven die niet in de mogelijkheid verkeren hun piekgebruik bij te sturen.

COGEN meent dat flankerende maatregelen nodig zijn zolang de tariefstructuur de 2 ‘problemen’ vertoont waarvan sprake in zienswijze 5 (4.2.1.3).

Infrabel is ten slotte voorstander van een voldoende lange overgangperiode en pleit ervoor om vóór de afschaffing van het maximumtarief de betrokken netgebruikers te verwittigen.

Reactie VREG op de zienswijze

Rekening houdend met de reacties van de belanghebbenden stelt de VREG in CONS-2020-03 voor om een maximumtarief toe te passen vanaf het moment van invoering van de nieuwe tariefstructuur tot het einde van de reguleringsperiode. De VREG beschouwt dit als een redelijke termijn om klanten de kans te geven hun gedrag aan te passen en eventueel investeringen aan te gaan in functie van de gewijzigde tariefstructuur.

Op het einde van de reguleringsperiode 2021-2024 zal de VREG beoordelen of een afschaffing dan wel verderzetting van het maximumtarief gewenst is in de navolgende reguleringsperiode.

4.4.1.2 Zienswijze 21

Zienswijze	Opmerkingen m.b.t. de hoogte van het maximumtarief
Belanghebbende(n)	Essenscia – Febeliec – Fluvius

Samenvatting van de zienswijze

Fluvius merkt op dat de hoogte van het maximumtarief zodanig bepaald moet worden dat het klanten enerzijds voldoende aanzet tot rationeel netgebruik en anderzijds extreme excessen voorkomt.

Febeliec vindt een maximale stijging ten belope van 100% t.o.v. de totale huidige netfactuur, geen geschikt uitgangspunt om de hoogte van het maximumtarief te bepalen. Ook voor klanten die geconfronteerd worden met een beperktere toename van hun netfactuur, kan dit zware financiële implicaties tot gevolg hebben. Daarom moeten flankerende maatregelen – tijdens een overgangperiode en vóór klanten mogelijke acties hebben kunnen ondernemen om de impact op hun netfactuur zoveel mogelijk te beperken – ook op dergelijke klanten van toepassing zijn.

Essenscia wenst meer inzicht te krijgen in welk type netgebruiker onder het maximumtarief zou vallen.

Fluvius en **Essenscia** wijzen er ten slotte op dat ook onderzocht moet worden of het verschil in tarieven tussen de verschillende klantengroepen/spanningsniveaus, ook een verschillend maximumtarief per klantengroep noodzaakt.

Reactie VREG op de zienswijze

De VREG merkt op dat de toepassing van een maximumtarief *geen* individuele garanties biedt op een bepaalde maximale stijging van de totale netfactuur t.g.v. de invoering van de nieuwe tariefstructuur.

De VREG overweegt in CONS-2020-03 een berekeningsmethodiek voor de bepaling van de hoogte van het maximumtarief, die – rekening houdend met de reacties van de belanghebbenden – volgens de resultaten van een verdere analyse¹⁷ streeft naar een beperking van de maximale

¹⁷ O.b.v. de dataset waarop de tarieven 2020 voor piekgemeten klanten werden bepaald en de best mogelijke inschattingen die de VREG op dit moment kan maken.

toename van de totale netfactuur van individuele GVM klanten na invoering van de nieuwe tariefstructuur tot 100%.

Deze berekeningsmethodiek neemt als uitgangspunt een maximale toename van de totale netfactuur in 2022 met 30% voor de klanten in een representatieve steekproef die voor wat betreft de hoogte van hun naar €/kWh omgerekend globale nettatarief voor het jaar 2020¹⁸ tot het 95^{ste} percentiel of hoger behoren.

De toepassing van het voorgestelde maximumtarief impliceert dat voor de jaren 2022, 2023 en 2024 (cf. reactie VREG bij zienswijze 20 (4.4.1.1)) de individuele netfactuur van alle GVM klanten berekend zal worden o.b.v. de voorgestelde nieuwe tariefstructuur met de nieuwe tariefdragers toegangsvermogen en maandpiek enerzijds en o.b.v. het vooraf bepaalde maximumtarief (€/kWh) anderzijds. Het laagste van beide bedragen zou hierna de netfactuur van de klant bepalen.

4.4.1.3 Conclusie

De VREG behoudt voorlopig zijn initieel standpunt om als overgangsmaatregel bij de invoering van de nieuwe tariefstructuur een maximumtarief (uitgedrukt in €/kWh) te voorzien voor GVM klanten. De VREG stelt in CONS-2020-03 inzake de tariefmethodologie 2021-2024 voor om dit maximumtarief toe te passen tot aan het einde van de nieuwe reguleringsperiode en de hoogte van het tarief voor de betreffende 3 jaren vast te leggen o.b.v. een berekeningsmethodiek die een maximale toename van de totale netfactuur met 100% nastreeft.

4.4.2 Impact nieuwe tariefstructuur op specifieke klantprofielen

4.4.2.1 Zienswijze 22

Zienswijze	Bezorgdheid omtrent niet-toepassing van het maximumtarief op noodvoedingen
Belanghebbende(n)	Febeliec – D.M.

Samenvatting van de zienswijze

Febeliec uit zijn bezorgdheid omtrent de niet-toepassing van het maximumtarief op noodvoedingen.

Febeliec vindt het belangrijk erop te wijzen dat noodvoedingen in normale omstandigheden, met uitzondering van – vaak verplichte – testen, geen gebruik maken van het net en eigenlijk voornamelijk dienen om problemen op te lossen die optreden wanneer de hoofdvoeding niet beschikbaar is.

D.M. merkt op dat best een specifieke informatiecampagne voor deze doelgroep wordt opgezet.

Reactie VREG op de zienswijze

Noodvoedingen kennen typisch een zeer laag verbruik en slechts exceptioneel een piek waardoor ze vandaag mogelijk geen, en alleszins een beperkt nettatarief betalen. Door de mogelijke invoering

¹⁸ Excl. meet- en teltarief en het tarief inzake reactieve energie.

van de ex ante bepaalde tariefdrager toegangsvermogen in de nieuwe tariefstructuur zullen zij desgevallend wél een ‘vaste’ bijdrage in de netkosten leveren. Vanuit het oogpunt van kostenreflectiviteit (op allocatieniveau) meent de VREG dat noodvoedingen zodoende proportioneel zouden bijdragen in de (grotendeels gezonken) netkosten. Door toepassing van het maximumtarief zou deze bijdrage echter zeer waarschijnlijk weer ongedaan worden.

De VREG merkt op dat ook in de huidige tariefmethodologie het maximumtarief niet van toepassing is op noodvoedingen. De VREG overweegt bijgevolg een verderzetting van de aanpak uit het verleden.

Na de vaststelling van de tariefmethodologie 2021-2024 overweegt de VREG een overlegtraject op te starten met de sector met als doel de klant samen optimaal voor te bereiden en het nodig draagvlak te creëren; een specifieke aanpak naar klanten met noodvoedingen toe kan hierin zeker aan bod komen.

4.4.2.2 Zienswijze 23

<i>Zienswijze</i>	Vraag naar een permanent maximumtarief voor decentrale productie-installaties
<i>Belanghebbende(n)</i>	FEBEG

Samenvatting van de zienswijze

FEBEG wijst erop dat niet alle netgebruikers over mogelijkheden beschikken om hun afnamepiek aan te passen. Dat is bv. voor vele decentrale productie-installaties niet het geval. Zo worden windturbines vaak in de vergunningsvoorwaarden verplicht om in bepaalde weersomstandigheden te draaien en de wieken te verwarmen om ijsvorming te voorkomen. Deze verplichting kan in bepaalde maanden een significante afnamepiek tot gevolg hebben. De producent heeft echter geen mogelijkheid om deze piek af te vlakken. Wanneer het maximumtarief op termijn zou afgeschaft worden, kan dit tot gevolg hebben dat maatschappelijk wenselijke technologieën via de tarieven afgestraft worden voor een gedrag dat ze niet kunnen wijzigen. Daarom pleit FEBEG ervoor voor deze technologieën een permanent maximumtarief voor afname te voorzien.

Wanneer de VREG zou overwegen om in de nieuwe tariefstructuur een injectietarief te blijven aanrekenen, verzoekt FEBEG de VREG bovendien om, naar analogie met afname, ook voor injectie een maximumtarief te voorzien. Zo kunnen grote tarifaire schokken voor producenten vermeden worden. Ook dit maximumtarief moet, aldus FEBEG, permanent behouden blijven.

Reactie VREG op de zienswijze

De VREG toont begrip voor deze zienswijze. Na verdere analyse acht de VREG ook voor injectie een maximumtarief noodzakelijk om eventuele grote tariefschokken te vermijden in het licht van de rechtszekerheid.

De VREG neemt in CONS-2020-03 een berekeningsmethodiek op voor het maximumtarief voor injectie analoog aan de voorgestelde berekeningsmethodiek voor het maximumtarief voor afname

(zie reactie VREG bij zienswijze 21 (4.4.1.2)). Deze berekeningsmethodiek neemt als uitgangspunt een maximale toename van de totale netfactuur met 30% voor de klanten in een representatieve steekproef die voor wat betreft de hoogte van hun in €/kWh uitgedrukte globale injectietarief voor het jaar 2020¹⁹ tot het gemiddelde behoren.

Op het einde van de reguleringsperiode 2021-2024 zal de VREG met in achtneming van de voorschriften inzake rechtsbescherming beoordelen of een afschaffing dan wel verderzetting van zowel het maximumtarief voor afname als het maximumtarief voor injectie gewenst is in de daaropvolgende reguleringsperiode.

4.4.2.3 Zienswijze 24

Zienswijze	Vraag om een specifieke regeling voor mobiele belastingen
Belanghebbende(n)	Infrabel

Samenvatting van de zienswijze

Infrabel wijst erop dat niet alle netgebruikers over de nodige flexibiliteit beschikken om hun gedrag aan te passen. Zo wordt het verbruik van de spoorwegsector bepaald door het tijdstip waarop reizigers de trein wensen te nemen en het verbruik van wisselverwarming door de metrologische omstandigheden. Ook moeten o.w.v. veiligheidsredenen – bv. rookafzuigingsinstallaties in tunnels in het kader van brandbeveiliging – soms zeer hoge vermogens voorzien worden die in de praktijk enkel gebruikt worden bij noodoefeningen.

Verder wijst Infrabel op de specificiteit van het spoor waarbij de belasting verschuift van het ene punt naar het andere. O.w.v. deze specificiteit heeft de CREG in zijn tariefmethodologie voor de transmissienettarieven een specifieke reductie op de vermogensterm opgenomen voor mobiele belastingen. Aangezien deze mobiele belastingen ook gevoed worden vanuit de distributienetten lijkt een gelijkaardige regeling aldus Infrabel aangewezen.

Reactie VREG op de zienswijze

De VREG meent dat mobiele belastingen – net als alle andere distributienetgebruikers – een kostenreflectieve bijdrage in de netkosten moeten leveren.

Vanuit dit oogpunt overweegt de VREG om in CONS-2020-03 geen specifieke reductie voor mobiele belastingen in op te nemen.

4.4.2.4 Zienswijze 25

Zienswijze	Geen tarifaire impact t.g.v. pieken gerelateerd aan de levering van ondersteunende diensten
Belanghebbende(n)	Essenscia – Febeliec

Samenvatting van de zienswijze

¹⁹ Excl. meet- en teltarief.

Essencia en **Febeliec** menen dat pieken veroorzaakt t.g.v. de levering van ondersteunende diensten aan netbeheerders niet in rekening mogen worden genomen voor het bepalen van de maandpiek en het overschrijdingstarief. Mochten deze pieken een negatieve tarifaire impact tot gevolg hebben, zou dit immers de deelname aan dergelijke diensten kunnen ontmoedigen. Essencia merkt op dat ook pieken t.g.v. een spanningsdip of afschakelingen t.g.v. netinstabiliteit niet mogen resulteren in een hoger capaciteitstarief.

Essencia en Febeliec verwijzen in dit verband naar de tariefstructuur van de transmissienettarieven waarin een dergelijke regeling is opgenomen voor de deelname aan evenwichtsdiensten.

Reactie VREG op de zienswijze

Conform het negentiende en twintigste richtsnoer²⁰ in het Energiedecreet mogen de tarieven de deelname van vraagresponsoor aan de markt voor evenwichtsdiensten en een mogelijk toekomstige 'markt' voor ondersteunende diensten niet belemmeren.

De VREG overweegt na analyse om, specifiek voor opslaginstallaties die worden ingezet als ondersteunende dienst voor het transmissienetbeheer, een regeling op te nemen in CONS-2020-03 waarbij in de tarifaire afrekening geen rekening wordt gehouden met de geregistreerde kwartiervermogens (kW) tijdens de kwartieren waarbinnen de transmissienetbeheerder een activatie- of controletest op de opslaginstallatie uitvoerde. Bij deze testen kan immers de beschikbaarheid van de aangeboden maximale capaciteit worden gecontroleerd, met een hoog piekgebruik tot gevolg. Deze kortstondige pieken kunnen een belangrijke impact hebben op het te betalen capaciteitstarief en worden in dat opzicht door de VREG als een mogelijke belemmering beschouwd voor het inzetten van opslagsystemen voor systeemdiensten. Met het oog op het twintigste richtsnoer in het Energiedecreet stelt de VREG daarom voor deze pieken vanaf de komende reguleringsperiode uit te zonderen bij de bepaling van het capaciteitsgebaseerd luik van de netfactuur.

Wat betreft de vraag tot uitzondering van piekvermogens die het gevolg zijn van de activatie van ondersteunende diensten is de VREG van mening dat netgebruikers de eventuele tarifaire impact van deze activatie kunnen meenemen in hun prijszetting bij het aanbieden van hun diensten. De VREG ziet op dit vlak daarom geen strijdigheid met het negentiende en twintigste richtsnoer in het Energiedecreet. De VREG overweegt in dit kader dan ook geen uitzonderingsmaatregel op te nemen in CONS-2020-03.

Wat betreft de vraag tot uitzondering van piekvermogens die het gevolg zijn van een spanningsdip of afschakelingen t.g.v. netinstabiliteit wijst de VREG erop dat een spanningsdip tot de normale uitbatingsomstandigheden van het distributienet behoort waarop de netgebruiker zichzelf moet voorzien; wat er effectief gebeurt na een fout van de distributienetbeheerder is volgens de VREG eerder een zaak van aansprakelijkheid die best contractueel of reglementair wordt bepaald.

Ten slotte merkt de VREG op dat hij m.b.t. toekomstige ontwikkelingen inzake flexibiliteit de decretale omzetting van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn en de nieuwe Richtlijn Hernieuwbare Energiebronnen²¹ afwacht. Eventuele voorstellen tot wijziging van de Tariefmethodologie 2021-2024 ten gevolge hiervan zullen deel uitmaken van een latere, aparte consultatie.

²⁰ Art. 4.1.32, §1, 19° en 20° Energiedecreet.

²¹ Omzetting van Richtlijn 2019/944 van 5 juni 2019 en Richtlijn 2018/2001 van 11 december 2018 kaderend binnen het 'Clean energy for all Europeans Package'.

4.4.2.5 Conclusie

De VREG wijzigt zijn initiële voorstel. De VREG overweegt in CONS-2020-03 inzake de tariefmethodologie 2021-2024 een maximumtarief voor injectie. De VREG stelt voor om dit maximumtarief toe te passen tot aan het einde van de nieuwe reguleringsperiode en de hoogte van het tarief voor de betreffende 3 jaren vast te leggen o.b.v. een analoge berekeningsmethodiek als deze voor het maximumtarief voor afname.

Bovenop het maximumtarief voor afname en het maximumtarief voor injectie, overweegt de VREG in CONS-2020-03 geen andere flankerende maatregelen.

4.5 Andere zienswijzen

4.5.1 Zienswijze 26

Zienswijze	Geen negatieve impact van de invoering van de nieuwe tariefstructuur op de leveranciers
Belanghebbenden	FEPEG – VEB

Samenvatting van de zienswijze

FEPEG en **VEB** merken op dat bij de invoering van de nieuwe tariefstructuur elk financieel risico voor de leveranciers vermeden moet worden. Zo moet erover gewaakt worden dat de overstap geen aanleiding geeft tot grote aantallen klachten en vragen van klanten die op vandaag al moeilijk wegwijs geraken in hun energiefactuur. Ook kunnen tariefschokken bij bv. klanten met een lage benutting van hun capaciteit mogelijk aanleiding geven tot meer wanbetalingen. Ten slotte moet de datakwaliteit van de gegevens (kVA en kW) afkomstig van de distributienetbeheerder voldoende hoog zijn alvorens de leverancier zijn facturatie hierop kan baseren, ten einde klachten en rectificaties te voorkomen. FEPEG en VEB dringen dan ook aan op een evenwichtige spreiding van risico's en kosten over alle betrokken partijen.

Reactie VREG op de zienswijze

Na de vaststelling van de tariefmethodologie 2021-2024 overweegt de VREG een overlegtraject op te starten met de sector met als doel de klant samen optimaal voor te bereiden en het nodig draagvlak te creëren; een gepaste informatieverstrekking aan zowel GVM als KVM klanten zal hierin zeker aan bod komen.

4.5.2 Zienswijze 27

Zienswijze	Nood aan kwantitatieve impactanalyses
------------	---------------------------------------

Belanghebbende(n)	VEB
-------------------	-----

Samenvatting van de zienswijze

VEB betreurt dat in de consultatietekst geen simulatieresultaten werden opgenomen. Dit zou de transparantie van de consultatie ten goede zijn gekomen.

Reactie VREG op zienswijze

De VREG wenste in CONS-2019-01 enkel de principes van de nieuwe tariefstructuur voor GVM klanten af te toetsen. De VREG gaf in deze consultatie geen inschatting van de tarifaire gevolgen van de nieuwe tariefstructuur voor verschillende gebruiksprofielen omdat hij op dat moment nog geen betrouwbare simulatieresultaten kon voorleggen. Het te betalen periodieke distributienettarief van iedere distributienetgebruiker is naast de tariefstructuur – en dus de gekozen tariefdragers – afhankelijk van het toegelaten inkomen per distributienetbeheerder en de verdeling van het budget over de klantengroepen a.d.h.v. de verdeelsleutels. Het was bij de opstart van CONS-2019-01 nog niet gekend in welke zin deze elementen in de nieuwe reguleringsperiode zouden wijzigen.

De VREG begrijpt dat het voor de belanghebbenden niet eenvoudig is zich een oordeel te vormen over de voorstellen zonder cijfermateriaal. Om de belanghebbenden in staat te stellen hierover een meer oordeelkundige mening te vormen, stelt de VREG, samen met CONS-2020-03, indicatieve inschattingen van de impact van de voorgestelde tariefstructuur op een aantal gebruiksprofielen ter beschikking (cf. publieke toelichting 04/05/2020).

5 Wijzigingen na consultatie

5.1 Gewijzigde en meer gespecificeerde standpunten VREG n.a.v. reacties op CONS-2019-01

De VREG ontving een aantal zienswijzen op het consultatiedocument CONS-2019-01 van 28 januari 2019 met betrekking tot de vaststelling van de tariefstructuur periodieke distributienettarieven elektriciteit voor klanten met een kleinverbruiksmeterinrichting.

De gewijzigde en/of meer gespecificeerde standpunten van de VREG na deze consultatie zijn de volgende:

- De VREG overweegt in CONS-2020-03 om de nieuwe tariefstructuur voor GVM klanten in te voeren op 01/01/2022, i.p.v. op 01/01/2021 zoals voorgesteld in CONS-2019-01. De VREG overweegt om op datzelfde moment ook de nieuwe tariefstructuur voor KVM klanten in te voeren.

- De VREG stelt in CONS-2020-03 voor om, voor wat het overschrijdingstarief betreft, de modaliteiten zoals toegepast door Elia voor de aanrekening van de transmissienettarieven over te nemen, met dien verstande dat niet de 11^{de} maar de hoogste maandpiek zou worden beschouwd en geen ToU perioden in rekening zouden worden genomen voor het vaststellen van een overschrijding. De VREG overweegt bovendien om het overschrijdingstarief te laten overeenstemmen met het tarief voor het toegangsvermogen vermeerderd met 50%.
- De VREG stelt in CONS-2020-03 voor om vanaf het moment van invoering van de nieuwe tariefstructuur tot het einde van de reguleringsperiode tijdsafhankelijke elektriciteitsdistributienettarieven toe te passen die naar hoogte toe gelijkgeschakeld worden – dit zowel bij GVM als KVM klanten. De VREG overweegt bijgevolg de tariefdrager ToU piek niet op te nemen in de nieuwe tariefstructuur voor GVM klanten en de aanrekening van het Tarief Netgebruik door te voeren volgens de verdeling ‘50% toegangsvermogen – 50% maandpiek’.
- Met het oog op de eventuele introductie van een ToU prikkel in de navolgende reguleringsperiode, overweegt de VREG in CONS-2020-03 een verplichting voor de distributienetbeheerder tot oplevering van een studie hierover aan de VREG tegen 01/01/2024.
- De VREG stelt in CONS-2020-03 inzake de tariefmethodologie 2021-2024 voor om de kosten toegewezen aan injectie aan te rekenen o.b.v. de tariefdrager ‘kWh’ en niet o.b.v. de eerder in CONS-2019-01 voorgestelde tariefdrager ‘delta maandpiek (kW)’. Met het oog op de eventuele introductie van een capaciteitsgebaseerde tariefdrager in de navolgende reguleringsperiode, overweegt de VREG in CONS-2020-03 bovendien een verplichting voor de distributienetbeheerder tot oplevering van een studie hierover aan de VREG tegen 01/01/2024.
- De VREG overweegt in CONS-2020-03 om een maximumtarief (uitgedrukt in €/kWh) toe te passen op GVM klanten vanaf het moment van invoering van de nieuwe tariefstructuur tot aan het einde van de nieuwe reguleringsperiode en de hoogte van het tarief voor de betreffende 3 jaren vast te leggen o.b.v. een berekeningsmethodiek die een maximale toename van de totale netfactuur met 100% nastreeft. De VREG stelt in CONS-2020-03 eveneens een maximumtarief voor injectie voor, waarvan de hoogte wordt bepaald volgens een analoge berekeningsmethodiek.

5.2 Opname in CONS-2020-03 inzake de tariefmethodologie 2021-2024

De voorgestelde nieuwe tariefstructuur vanaf 2022 werd ingevoegd in par. 11 van CONS-2020-03 inzake de tariefmethodologie 2021-2024.