

Consultatiedocument

van de VREG van 23/01/2023

met betrekking tot de wijziging van het Technisch Reglement Distributie Elektriciteit in
het Vlaamse Gewest van 25 juni 2021

Inhoudsopgave

1	Organisatie van de consultatie	4
1.1	Onderwerp van de consultatie	4
1.2	Consultatietermijn en reacties	4
1.3	Doelgroep	4
1.4	Meer informatie?	4
2	Regelgevend kader	4
3	Aanleiding en aanpak.....	5
3.1	Aanleiding van de wijziging	5
3.2	Aanpak van de wijziging	5
3.2.1	Belanghebbendenoverleg.....	5
3.2.2	Consultatie	6
3.2.3	Vervolg	6
4	Voorgestelde wijzigingen	6
4.1	Flexibiliteit	6
4.1.1	Context	6
4.1.1.1	<i>Regelgeving</i>	<i>7</i>
4.1.1.2	<i>Afweging investering versus flexibiliteit</i>	<i>8</i>
4.1.1.3	<i>Onderbreking versus afregeling.....</i>	<i>10</i>
4.1.1.4	<i>Lokale congestie is een noodsituatie</i>	<i>10</i>
4.1.2	Artikelsgewijze bespreking van de voorgestelde wijzigingen	11
4.1.2.1	<i>Beperking van de toegang tot het net ten gevolge van lokale congestie of redispatching</i>	<i>11</i>
	Art. 2.3.8 – wijziging en nieuw	11
4.1.2.2	<i>Voorgestelde wijzigingen inzake flexibiliteit en ondersteunende diensten.....</i>	<i>11</i>
	Art. 2.3.20/1 - nieuw	11
	Art. 2.3.21 - wijziging	12
	Art. 2.3.22 - wijziging	12
	Art. 2.3.22/1 - nieuw	13
	Art. 2.3.22/2 - nieuw	15
	Art. 2.3.23 - wijziging	16
	Art. 2.3.26 - wijziging	17
4.1.2.3	<i>Marktprocessen voor flexibiliteit op het distributienet.....</i>	<i>17</i>
	Art. 4.3.63 - wijziging	17
4.2	Toezicht op gereguleerde documenten van de elektriciteits-distributienetbeheerders....	18
4.2.1	Context	18
4.2.2	Artikelsgewijze bespreking van de voorgestelde wijzigingen	18
4.3	Gebruik van maandvolumes.....	19
4.3.1	Context	19
4.3.2	Artikelsgewijze bespreking van de voorgestelde wijzigingen	20
4.4	Nadere regels inzake de verkoop van in of op appartementsgebouwen of multifunctionele gebouwen opgewekte groene stroom.....	20
4.4.1	Context	21
4.4.2	Artikelsgewijze bespreking van de voorgestelde wijzigingen	22

4.5	Andere wijzigingen	23
5	Bijlagen	25
5.1	Bijlage 1 – Tekstvoorstel TRDE met voorgestelde wijzigingen ten opzichte van het huidige TRDE in track changes	25
5.2	Bijlage 2 – Verdere toelichting bij de voorgestelde wijzigingen aan het TRDE.....	25
5.3	Bijlage 3 - Documenten stakeholderoverleg	25

1 Organisatie van de consultatie

1.1 Onderwerp van de consultatie

De consultatie handelt over een ontwerp van wijziging van het technisch reglement voor de distributie van elektriciteit (TRDE) in het Vlaamse Gewest.

De belangrijkste voorgestelde wijzigingen betreffen:

- Toevoeging nadere uitvoeringsbepalingen inzake flexibiliteit;
- enkele wijzigingen aan het toezicht op de gereguleerde documenten van de elektriciteitsdistributienetbeheerders;
- verduidelijkingen rond het gebruik van maandvolumes;
- toevoeging nadere uitvoeringsbepalingen inzake de verkoop van in of op appartementsgebouwen of multifunctionele gebouwen opgewekte groene stroom.

1.2 Consultatietermijn en reacties

De consultatietermijn loopt van 23 januari 2023 tot en met 22 februari 2023 (30 dagen). Graag ontvangen wij uw schriftelijke reacties, voorzien van uw volledige naam en adres, via het e-mailadres netbeheer@vreg.be.

1.3 Doelgroep

Doelgroep van deze consultatie is elke (potentiële) netgebruiker van het elektriciteitsdistributienet in het Vlaamse Gewest en elke marktpartij, inclusief elektriciteitsdistributienetbeheerder.

1.4 Meer informatie?

Voor meer informatie over het verloop van de consultatie en de inhoud van het consultatiedocument kan u contact opnemen via het nummer 1700 (kies 3 “Andere vragen”) of via het e-mailadres netbeheer@vreg.be.

2 Regelgevend kader

Art. 4.2.1 van het Energiedecreet¹ bepaalt dat de VREG het *technisch reglement voor het beheer van het elektriciteitsdistributienet* opstelt, en bepaalt de minimale inhoud ervan. Dit artikel is bijgevolg de rechtsgrond voor de vaststelling van het technisch reglement distributie elektriciteit ('TRDE') door de VREG.

¹ <https://codex.vlaanderen.be/Zoeken/Document.aspx?DID=1018092¶m=inhoud>

Art. 4.2.1 van het Energiedecreet bevat ook de werkwijze met betrekking tot de opstelling ervan:

§1. De VREG stelt, na voorafgaandelijk stakeholdersoverleg, een ontwerp van technisch reglement op voor het beheer van het elektriciteitsdistributienet, het aardgasdistributienet en het plaatselijk vervoernet van elektriciteit. Dit ontwerp van reglement wordt vervolgens ter consultatie aan de marktpartijen voorgelegd.

Zoals hieruit blijkt, moet eerst een ontwerp van technisch reglement, na stakeholderoverleg, worden opgesteld door de VREG, en daarna moet dit ter consultatie aan de marktpartijen worden voorgelegd.

3 Aanleiding en aanpak

3.1 Aanleiding van de wijziging

De Europese Verordening (EU) 2019/943 van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit (hierna: 'Europese Verordening 2019/943') legt een aantal principes op aan netbeheerders wanneer ze flexibiliteit aanwenden om lokale congestie op te lossen.

Art. 4.1.17/5 van het Energiedecreet geeft de VREG de bevoegdheid om in zijn technische reglementen nadere regels op te nemen over buitengewone omstandigheden en onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden. Met het voorliggende voorstel tot wijziging van het TRDE worden deze nadere regels ingevuld.

We maken van deze gelegenheid tot wijziging van het TRDE gebruik om enkele andere wijzigingen of tekstuele verbeteringen aan het TRDE voor te stellen, die hieronder verder worden toegelicht.

3.2 Aanpak van de wijziging

3.2.1 Belanghebbendenoverleg

Om de voorstellen en ideeën van wijziging van het TRDE toe te lichten en feedback van de belanghebbenden te verzamelen, organiseerden we een stakeholdersoverleg op 8 november 2022. De door ons getoonde presentatie en een verslag van de mondelinge reacties tijdens het overleg werden na afloop op onze website geplaatst².

Na het overleg en de publicatie van de presentatie kon elke belanghebbende nog tot 18 november 2022 schriftelijk via e-mail bij de VREG reageren. Aanvullend en op hun vraag, had de VREG op 29 en 30 november 2022 nog een overleg met resp. Fluvius en enkele vertegenwoordigers van de energieleveranciers.

Een document met daarin de na het overleg verkregen schriftelijke reacties en onze feedback hierop, is terug te vinden op onze website³, hierna vermeld als bijlage 3.

² <https://www.vreg.be/nl/overleg-herziening-technische-reglementen-distributie>

³ <https://www.vreg.be/nl/overleg-herziening-technische-reglementen-distributie>

3.2.2 Consultatie

Deze publieke consultatie sluit aan op het eerdere belanghebbendenoverleg. In de voorliggende consultatietekst namen we de feedback mee die we van de belanghebbenden hebben gecapteerd.

Op basis van de reacties van het stakeholderoverleg heeft de VREG besloten om geen definitie in te voeren van 'binneninstallatie' en de *oriënterende* studie blijft behouden in het TRDE. Daarnaast zijn er twee bijkomende wijzigingen aan deze consultatie toegevoegd, nl. een wijziging m.b.t. het gebruik van maandvolumes voor gridfeefacturatie door de distributienetbeheerder aan de toegangshouders bij allocatiepunten met een maandelijks meetregime, en een nieuw artikel over de verkoop van opgewekte energie in een appartementsgebouw. Verder werd na het belanghebbendenoverleg besloten om het initiële voorstel om Meetregime 3 te verplichten niet te weerhouden in deze consultatie.

3.2.3 Vervolg

Na het aflopen van deze consultatie zal de VREG een consultatieverslag opstellen, waarin beschreven wordt op welke wijze met de ontvangen reacties is omgegaan.

Na verwerking van de ontvangen reacties redigeren we een definitieve versie van het gewijzigde TRDE, dat conform art. 4.2.1, §3, tweede lid van het Energiedecreet na goedkeuring door de raad van bestuur van de VREG in het Belgisch Staatsblad zal worden bekendgemaakt.

4 Voorgestelde wijzigingen

4.1 Flexibiliteit

Art. 4.1.17/5 van het Energiedecreet geeft de VREG de bevoegdheid om in zijn technische reglementen nadere regels op te nemen over buitengewone omstandigheden en onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingssomstandigheden, en de economische efficiëntie en de uitputting van de commerciële middelen. We merken hierbij op dat onze voorstellen i.v.m. economische efficiëntie en uitputting van commerciële middelen pas voor het eerst in deze formele consultatie worden opgenomen. Het wijzigingsdecreet dat hieromtrent regels invoegde in het Energiedecreet werd immers pas aangenomen in de plenaire vergadering van het Vlaams Parlement op 21 december 2022; deze regels traden vervolgens in werking op 8 januari 2023. Tijdens ons voorafgaandelijk stakeholdersoverleg i.v.m. de TRDE-wijzigingen konden we hier dus nog geen rekening mee houden.

In het voorliggende voorstel tot wijziging van het TRDE geven we hieraan invulling door een aantal artikelen toe te voegen aan afdeling 9 (flexibiliteit en ondersteunende diensten) van Hoofdstuk III (toegang tot het distributienet) van Titel II (netcode).

We maken gebruik van de gelegenheid om ook nog een aantal verbeteringen en verduidelijkingen aan te brengen aan de bestaande artikelen.

4.1.1 Context

4.1.1.1 Regelgeving

De **Europese Verordening 2019/943** legt een aantal principes op aan netbeheerders wanneer ze flexibiliteit aanwenden om lokale congestie op te lossen. Eén van de doelstellingen van de Europese Verordening 2019/943 is het verhogen van het aandeel aan hernieuwbare energie. Door meer hernieuwbare energie aan te sluiten op het net van de netbeheerders, zal dit op een aantal locaties leiden tot lokale congestie.

Om lokale congestie in het net op te lossen of te voorkomen heeft de netbeheerder twee mogelijkheden, namelijk ofwel overgaan tot een netinvestering zodat de netcapaciteit te allen tijde de decentrale productie kan distribueren, ofwel lokaal een deel van de aangesloten decentrale productie afregelen. Vanuit maatschappelijk oogpunt moet de netbeheerder de meest kostgunstige optie kiezen.

De Europese Verordening 2019/943 bepaalt dat bij een afregeling nooit meer dan 5% van de verwachte jaarlijkse geproduceerde hernieuwbare energie per installatie mag afgeregeld worden. Daarnaast moet er bij iedere afregeling door de netbeheerder een vergoeding betaald worden aan de betrokken producent. Deze vergoeding is in principe marktgebaseerd. Enkel in een aantal specifieke omstandigheden mag de netbeheerder afwijken van een marktgebaseerde vergoeding. De niet-marktgebaseerde vergoeding moet in dat geval kostenreflectief zijn.

De Vlaamse decreetgever heeft de principes van de Europese Verordening 2019/943 verder ingevuld met zijn decreet van 2 april 2021 tot wijziging van het **Energiedecreet** (zgn. 'EMD-decreet').⁴ Zo legt art. 4.1.19 van het Energiedecreet de elektriciteitsdistributienetbeheerder op om een methodologie uit te werken waarmee de afweging wordt gemaakt tussen, enerzijds, de aankoop van flexibiliteitsdiensten voor lokaal congestiebeheer en, anderzijds, een netinvestering. Wanneer de elektriciteitsdistributienetbeheerder ervoor kiest om flexibiliteit toe te passen, dan moet de netbeheerder in principe marktgebaseerde flexibiliteit inzetten om die lokale congestie op te lossen (dit is zo bepaald door het Energiedecreet, in lijn met de Europese Verordening 2019/943). In een aantal situaties kan de netbeheerder hiervan afwijken, en kan hij niet-marktgebaseerde flexibiliteit toepassen. Deze situaties worden in het Energiedecreet *buitengewone omstandigheden* en *onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden* genoemd.

Art. 4.1.17/5 van het Energiedecreet delegeert aan de VREG de bevoegdheid om in **zijn technische reglementen** nadere regels over buitengewone omstandigheden, onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden en de economische efficiëntie en uitputting van commerciële middelen in geval van onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden op te nemen. Met het voorliggende voorstel tot wijziging van het TRDE worden deze nadere regels concreet ingevuld.

De bevoegdheid om te bepalen op welke productie-installaties buitengewone omstandigheden of onvoorziene uitzonderlijke omstandigheden van toepassing kunnen zijn, alsook de berekeningswijze van de compensatie in deze gevallen, delegeert art. 4.1.17/5 van het

⁴ Decreet van 2 april 2021 tot wijziging van het Energiedecreet van 8 mei 2009 tot gedeeltelijke omzetting van richtlijn (EU) 2018/2001 van het Europees Parlement en de Raad van 11 december 2018 ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen en tot omzetting van richtlijn (EU) 2019/944 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot wijziging van Richtlijn 2012/27/EU. Dit decreet voegt o.m. in titel IV, hoofdstuk I van het Energiedecreet een nieuwe afdeling 'V/1. Flexibiliteit en aggregatie' in.

Energiedecreet aan de Vlaamse Regering. De Vlaamse Regering heeft hier met haar uitvoeringsbesluit van 20 mei 2022 tot wijziging van het **Energiebesluit** invulling aan gegeven.⁵

Rekening houdende met de principes en regels in de Europese Verordening 2019/943, het Energiedecreet en het Energiebesluit is een voorstel uitgewerkt in het TRDE om het kader voor flexibiliteit verder vorm te geven.

4.1.1.2 *Afweging investering versus flexibiliteit*

Overeenkomstig de verplichting in art. 4.1.19 van het Energiedecreet stelt de elektriciteitsdistributienetbeheerder jaarlijks een investeringsplan voor de uitbating van het elektriciteitsdistributienet op. In dit investeringsplan wordt door de netbeheerder een inschatting gemaakt van de toekomstige noden om onder andere decentrale productie te onthalen in zijn net. De netbeheerder moet hierbij, zoals voorgeschreven door artikel 4.1.19, §1, 4° en 5°, en artikel 4.2.1, §2, 14° van het Energiedecreet, een **afweging** maken tussen een **bijkomende netinvestering** of het **inzetten van flexibiliteit** om maximaal decentrale productie te onthalen.

Wanneer de netbeheerder lokale congestie verwacht en een redelijke en kostenefficiënte netinvestering (nog) niet mogelijk is, dan moet de netbeheerder, conform de Europese Verordening 2019/943, prioritair **marktgebaseerde flexibiliteit** inzetten. Merk op dat in het huidige TRDE al regels voorzien zijn om deze marktgebaseerde flexibiliteit te ontsluiten:

- artikel 2.3.22 legt de netbeheerder de plicht op tot de uitwerking van een marktproduct voor flexibiliteit voor lokaal congestiebeheer;
- artikel 4.3.63 bevat de regels rond de te volgen procedure om (onder andere) het bovengenoemde product in de markt te verwerken.

Om te kunnen nagaan wat de meest kostenefficiënte oplossing is – het uitvoeren van een bijkomende netinvestering dan wel de aankoop van flexibiliteitsdiensten – dient de netbeheerder de modaliteiten van de in te zetten marktgebaseerde flexibiliteit te kennen.

Fluvius System Operator stelt in zijn afwegingskader, zoals uitgewerkt in het momenteel ter goedkeuring voorliggend investeringsplan 2023-2032⁶, voor om de **verwachte benodigde flexibiliteit** (in kW en in kWh), nodig om een investeringsuitstel te realiseren, te bepalen aan de hand van een doorgedreven detailanalyse op kwartierbasis.

De **marginale kost en het beschikbare flexibiliteitsvolume van iedere asset** die bereid is om deel te nemen aan marktgebaseerde flexibiliteit, plant Fluvius System Operator dan weer te bepalen via een marktvrage/tender.

De **verdeling van het nodige flexibiliteitsvolume over de verschillende beschikbare assets** dient tot slot te gebeuren conform de regels in art. 13 (5) van de Europese Verordening 2019/943.

Door alle bovengenoemde informatie samen te brengen, kan de **totale kost van het inzetten van – in dit geval louter marktgebaseerde – flexibiliteit** in kaart gebracht worden, en afgewogen worden ten opzichte van de kost van een klassieke investering (die op zijn beurt gekend is uit het investeringsplan).

⁵ Besluit van de Vlaamse Regering van 20 mei 2022 tot wijziging van het Energiebesluit van 19 november 2010 en het besluit van de Vlaamse Regering van 4 februari 2022 tot oprichting van een uniek loket voor de aanvraag en behandeling van bepaalde woon- en energiepremies en tot wijziging van het Energiebesluit van 19 november 2010 en het Besluit Vlaamse Codex Wonen van 2021, wat betreft flexibiliteit en renovatie- en energiepremies. Dit uitvoeringsbesluit voegt o.m. in titel III, hoofdstuk I van het Energiebesluit een nieuwe afdeling 'IV/1. Flexibiliteit' in (art. 3.1.34/1 t.e.m. 3.1.34/5).

⁶ <https://partner.fluvius.be/sites/fluvius/files/2022-09/investeringsplan-2023-2032-versie-ingediend-bij-vreg.pdf>

Eens de modaliteiten van marktgebaseerde flexibiliteit gekend zijn, is de netbeheerder in staat om, zoals later in dit document in detail toegelicht zal worden, buitengewone omstandigheden in te roepen, op basis van de nieuwe regels die met het voorliggende voorstel tot wijziging van het TRDE worden ingevuld. Dit betekent dat de netbeheerder in principe op het moment van de afweging, dus een jaar op voorhand, reeds kan beslissen of hij **marktgebaseerde flexibiliteit dan wel niet-marktgebaseerde flexibiliteit** beschouwt als alternatief voor een netinvestering. Deze beslissing moet inderdaad tijdig genomen worden, aangezien assets hun engagement om vrijwillig marktgebaseerde flexibiliteit aan te bieden op voorhand in rekening dienen te brengen in hun operationele strategie, door expliciet ruimte te voorzien voor een mogelijke afregeling. Bijgevolg weet de netbeheerder steeds vooraf, voor de daadwerkelijke congestie en daaropvolgende activatie van flexibiliteit, welk type flexibiliteit hij kan toepassen. Merk hierbij op dat ook een combinatie van beide types flexibiliteit mogelijk kan zijn, bijvoorbeeld wanneer de beschikbare marktgebaseerde flexibiliteit niet volstaat om de ganse flexibiliteitsbehoefte te dekken.

De VREG wenst hier al kort op te merken dat een tijdige beslissing over de toepassing van marktgebaseerde flexibiliteit inderdaad nodig is, maar dat het mogelijks niet wenselijk is om dit reeds een jaar op voorhand te doen. We lichten dit standpunt, en zijn implicaties, verder toe in de laatste paragraaf van deze sectie.

De keuze voor de toepassing van **niet-marktgebaseerde flexibiliteit** in geval van buitengewone omstandigheden geeft uiteraard aanleiding tot een andere totale kost van het inzetten van flexibiliteit die moet afgewogen worden ten opzichte van de kost van een klassieke netinvestering. Deze totale kost kan als volgt bepaald worden. De **verwachte benodigde flexibiliteit** is opnieuw gelijk aan het volume zoals bepaald door de doorgedreven detailanalyse op kwartierbasis. Het **totale niet-marktgebaseerde flexibiliteitsvolume** is gelijk aan de verwachte benodigde flexibiliteit, al dan niet verminderd met het totale volume van de beschikbare marktgebaseerde flexibiliteit (indien beide types flexibiliteit gecombineerd worden, zoals hierboven aangehaald; de kost van het gedeelte marktgebaseerde flexibiliteit wordt dan bepaald volgens de methodologie zoals hierboven beschreven, en dient opgeteld te worden bij de kost van het gedeelte niet-marktgebaseerde flexibiliteit om de totale kost van het inzetten van flexibiliteit te bekomen).

De **marginale kost** van iedere asset die moet deelnemen aan niet-marktgebaseerde flexibiliteit volgens artikels 3.1.34/1 of 3.1.34/2 van het Energiebesluit, is bepaald door de methodologie voorgeschreven door artikel 3.1.34/3 van het Energiebesluit. Merk op dat er hier omwille van de tijdsafhankelijkheid van verschillende elementen van de compensatie (zoals bijvoorbeeld de day-aheadprijs) op voorhand slechts een inschatting kan gemaakt worden van de marginale kost per deelnemende asset, eerder dan een exacte evaluatie. Daarnaast bevat de compensatie ook enkele technologie-/asset-specifieke elementen (zoals bijvoorbeeld de gedeerde certificaten), die de bepaling van de marginale kost per asset kunnen bemoeilijken. Ook hier zal de distributienetbeheerder er ter vereenvoudiging voor moeten opteren om bepaalde schattingen te gebruiken (bijvoorbeeld op basis van de minimumsteun). De concrete invulling van deze benaderingen laat de VREG over aan de distributienetbeheerder.

De **verdeling van het nodige flexibiliteitsvolume over de verschillende beschikbare assets** dient tot slot te gebeuren conform de regels in art. 13 (6) van de Europese Verordening 2019/943, en dient rekening te houden met het beschikbare flexibiliteitsvolume per asset.

Door alle bovengenoemde informatie opnieuw samen te brengen, kan de **totale kost van het inzetten van – in dit geval niet-marktgebaseerde, mogelijks gecombineerd met marktgebaseerde – flexibiliteit** in kaart gebracht worden, en vergeleken worden met de kost van een klassieke investering.

Op basis van de **kostenafweging** kiest de netbeheerder dan voor de, vanuit maatschappelijk standpunt, meest kostgunstige optie: een klassieke netinvestering, of de toepassing van – afhankelijk van de geldende omstandigheden – marktgebaseerde of niet-marktgebaseerde

flexibiliteit. Merk op dat ook een tijdelijke toepassing van flexibiliteit, in afwachting van een netinvestering die niet meteen uitgevoerd kan worden, tot de mogelijkheden behoort.

Uit de bespreking hierboven blijkt dat de aftoetsing van buitengewone omstandigheden (en bij uitbreiding ook de nadere uitvoeringsregels inzake flexibiliteit in het TRDE) nauw verband houdt (houden) met het afwegingskader. De VREG heeft dan ook getracht om bij de uitwerking van de nadere uitvoeringsregels inzake flexibiliteit in het TRDE in de mate van het mogelijke rekening te houden met de visie voor het afwegingskader zoals voorgesteld door Fluvius System Operator in haar vandaag ter goedkeuring bij de VREG voorliggend investeringsplan; merk echter op dat de VREG het investeringsplan en bijhorende afwegingskader nog formeel dient te behandelen, en dat er vandaag nog geen beslissing tot goedkeuring of weigering werd genomen.

We wensen hier alvast graag volgende kritische bedenking te maken bij het huidige voorstel van het afwegingskader, zoals uitgewerkt door Fluvius System Operator. In het huidige voorstel wordt de kost voor marktgebaseerde flexibiliteit ingeschat voor het komende jaar op basis van een marktvrage/tender, zoals hierboven toegelicht. Een inschatting van de beschikbare flexibiliteit en bijhorend engagement door assets over een dergelijk lange **termijn** kan moeilijk/risicovol zijn, en kan leiden op een rem op het aanbieden van marktgebaseerde flexibiliteit, waardoor een belangrijk deel van het potentieel verloren kan gaan. Daarom lijkt het ons meer opportuun om meerdere opeenvolgende marktfragen te lanceren voor kortere termijnen (dit kan zelfs tot op dagelijkse basis). Dit heeft twee belangrijke implicaties. Enerzijds betekent dit dat de kost voor marktgebaseerde flexibiliteit niet volledig gekend is op het moment van de afweging in het kader van het investeringsplan. In het afwegingskader zou dus een nieuwe methodologie voor de inschatting van de kost van het toepassen van flexibiliteit nodig zijn, waarbij er eventueel abstractie gemaakt kan worden van welk type flexibiliteit er wordt toegepast (indien de kost van marktgebaseerde flexibiliteit nog niet (volledig) gekend is, kan de aftoetsing van buitengewone omstandigheden immers ook nog niet plaats vinden). De concrete invulling van deze eventuele aanpassing aan het afwegingskader is echter de bevoegdheid van de netbeheerder (maar is wel onderworpen aan de goedkeuring van de VREG). Anderzijds betekent dit ook dat de afweging van buitengewone omstandigheden nog niet kan gebeuren op het moment van de afweging ten opzichte van een investering, maar slechts in de operationele fase; de netbeheerder beschikt immers pas na de lancering van de meest recente marktvrage over voldoende accurate informatie om marktgebaseerde en niet-marktgebaseerde flexibiliteit ten opzichte van elkaar af te wegen.

4.1.1.3 Onderbreking versus afregeling

De regels rond flexibiliteit zijn niet van toepassing wanneer de stroom onderbroken wordt. Denk aan een kabelbreuk, waardoor fysisch geen stroom meer kan vloeien. In het geval van een onderbreking zijn de decretale regels rond forfaitaire schadevergoeding van toepassing.⁷

Wanneer de netbeheerder ten gevolge van een incident dat tot stroomonderbreking heeft geleid, verschakelingen in het net uitvoert, zijn volgens de VREG de regels rond flexibiliteit (opnieuw) van toepassing zodra het deel van het net waarop de stroomonderbreking zich heeft voorgedaan weer geheel of gedeeltelijk wordt aangesloten op de rest van het net.

4.1.1.4 Lokale congestie is een noodsituatie

⁷ Art. 4.1.11/5 van het Energiedecreet.

De definities van noodsituatie (artikel 1.5.1 van het TRDE) en lokale congestie (artikel 1.1.3 79°/0 van het Energiedecreet) zijn overlappend. Lokale congestie is een specifiek geval van een noodsituatie.

In het voorliggende voorstel tot wijziging van het TRDE is de VREG van het volgende principe uitgegaan:

- Artikel 1.5.3 van het TRDE over het ingrijpen door de elektriciteitsdistributienetbeheerder is steeds geldig: in geval van een noodsituatie mag de netbeheerder alle maatregelen nemen om de operationele veiligheid van zijn net te waarborgen.
- Enkel in een specifieke noodsituatie, namelijk lokale congestie, gelden bijkomende regels, die in de hogere regelgeving bepaald zijn.

4.1.2 Artikelsgewijze bespreking van de voorgestelde wijzigingen

4.1.2.1 Beperking van de toegang tot het net ten gevolge van lokale congestie of redispatching

Art. 2.3.8 – wijziging en nieuw

Artikel 2.3.8 bevat de informatieplicht van de elektriciteitsdistributienetbeheerder in geval van lokale congestie, en met betrekking tot redispatching.

Het toepassingsgebied van de bepalingen vervat in paragraaf 1 en 2 wordt beperkt tot het midden- en hoogspanningsnet. We wensen het laagspanningsnet dus buiten de scope te laten. Door de energietransitie, met enerzijds bijkomende afname door elektrische voertuigen en warmtepompen en anderzijds bijkomende injectie voornamelijk door PV-installaties op het laagspanningsnet, zal in de toekomst op meerdere locaties in het laagspanningsnet lokale congestie kunnen optreden. De elektriciteitsdistributienetbeheerder heeft vandaag geen duidelijk zicht waar welke afname of decentrale productie op het laagspanningsnet bijgeplaatst wordt. Voor de elektriciteitsdistributienetbeheerder is het vandaag bijgevolg onmogelijk om bij congestie op het laagspanningsnet binnen het kwartier de betrokken netgebruikers te verwittigen en mee te delen hoelang de lokale congestie zal duren. Vandaag is de VREG van mening dat de elektriciteitsdistributienetbeheerder prioriteit moet geven aan de monitoring van het midden- en hoogspanningsnet, zoals aangegeven in het gewijzigde artikel 2.3.8 van het TRDE.

In de (nieuwe) paragrafen 4 en 5 wordt verwezen naar de meer inhoudelijke regels waaraan de elektriciteitsdistributienetbeheerder moet voldoen in geval hij maatregelen neemt om lokale congestie op te lossen of redispatching toepast.

4.1.2.2 Voorgestelde wijzigingen inzake flexibiliteit en ondersteunende diensten

Art. 2.3.20/1 - nieuw

Dit nieuwe artikel geeft de algemene bepalingen rond flexibiliteit weer. Er wordt telkens verwezen naar de betreffende artikels in het Energiedecreet en naar de bijhorende artikels in het TRDE waar de verdere invulling van de regels in het specifieke geval verder zijn uitgewerkt.

In het artikel wordt, conform het Energiedecreet, duidelijk weergegeven dat gereserveerde en niet-gereserveerde technische flexibiliteit afwijkingen zijn, onder bepaalde voorwaarden, van de

aankoop van marktgebaseerde flexibiliteit om de lokale congestie te beheersen (deze laatste is conform de Europese Verordening 2019/943 prioritair). In de artikelen waarnaar wordt verwezen zijn de verdere modaliteiten opgenomen waaraan de elektriciteitsdistributienetbeheerders moeten voldoen.

Art. 2.3.21 - wijziging

De titel van artikel 2.3.21 wordt gecorrigeerd. Het artikel bevat immers geen voorwaarden voor alle vormen van flexibiliteit maar enkel voorwaarden bij toepassing van marktgebaseerde flexibiliteit.

Paragraaf 2 van het huidig artikel wordt geschrapt. De beperking die opgenomen is in paragraaf 2 is volgens de VREG een overbodige herhaling van artikel 1.5.3 van het TRDE: *“De elektriciteitsdistributienetbeheerder is bevoegd om, in geval van een noodsituatie als vermeld in art. 1.5.1, alle uitzonderlijke en tijdelijke maatregelen te nemen die hij nodig acht met het oog op het waarborgen of het herstel van de operationele veiligheid en de betrouwbaarheid van het elektriciteitsdistributienet, of om verdere schade te voorkomen.”*.

Als het inzetten van marktgebaseerde flexibiliteit een noodsituatie veroorzaakt of verergert dan is artikel 1.5.3 van het TRDE van toepassing. Paragraaf 3 wordt bijgevolg ook geschrapt omdat deze voortbouwde op paragraaf 2.

Ook paragraaf 7 wordt geschrapt. De VREG is van oordeel dat het toezicht op documenten met betrekking tot flexibiliteit moet verlopen volgens de algemene regels, zoals bepaald in artikel 1.2.4 van het TRDE. Specifieke bijkomende procedures of vereisten voor flexibiliteit zijn volgens de VREG een onnodige belemmering voor zowel de netbeheerders als de marktpartijen.

Art. 2.3.22 - wijziging

Artikel 2.3.22 bepaalt onder meer de verplichting van de elektriciteitsdistributienetbeheerders tot het opstellen van specificaties voor de marktgebaseerde aankoop van flexibiliteitsdiensten. De wijzigingen aan artikel 2.3.22 betreffen de vereisten waaraan het overleg, in het kader van het opstellen van de vereisten, moet voldoen.

Zo wenst de VREG in paragraaf 3 te benadrukken dat er **eerst een stakeholdersoverleg** met de transmissienetbeheerder en de relevante marktdeelnemers moet plaatsvinden, waarbinnen de specificaties **samen** worden uitgewerkt. Dit stakeholdersoverleg moet goed **gedocumenteerd** worden, zodat de VREG de deelname van de verschillende partijen kan nagaan, alsook de manier waarop er met hun suggesties, opmerkingen en bezorgdheden werd omgegaan. In een **volgende stap** dient dit gezamenlijk uitgewerkte voorstel **geconsulteerd** te worden. Voor de consultatie en de daaropvolgende goedkeuring door de VREG worden er niet langer specifieke bepalingen ingeschreven, maar wordt er verwezen naar de **procedure** voorgeschreven door artikel 1.2.4, paragraaf 5 en paragraaf 7.

Aangezien er intussen reeds een eerste versie van de specificaties werd ingediend, wordt paragraaf 4 geschrapt.

De oorspronkelijke vereisten in paragraaf 5 betreffende de wijziging van de specificaties worden mee opgenomen in paragraaf 3. De gewijzigde paragraaf 5 legt nu bepalingen op omtrent de **publicatie** van de specificaties.

Art. 2.3.22/1 - nieuw

Artikel 2.3.22/1 is een nieuw artikel dat de methodologie en de regels over **buitengewone omstandigheden** vastlegt, dit binnen de krijtlijnen van de delegatie aan de VREG krachtens artikel 4.1.17/5, §1, vierde lid van het Energiedecreet:

“De toepassing van gereserveerde technische flexibiliteit door de distributienetbeheerder en de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit moet blijken uit de toepassing van de transparante, niet-discriminerende en eenduidige methodologie en de regels over buitengewone omstandigheden, vermeld in het eerste lid. Die regels worden opgenomen in het technisch reglement distributie elektriciteit en het technisch reglement plaatselijk vervoer van elektriciteit.”.

De **basisprincipes** van het begrip ‘buitengewone omstandigheden’ zijn bepaald in artikel 13 3. van de Europese Verordening 2019/943, en in artikel 4.1.17/5, §1, derde lid van het Energiedecreet, die luiden als volgt:

Artikel 13 3. van de Europese Verordening 2019/943:

“Niet-marktgebaseerde redispatching van productie, energieopslag en vraagrespons mag uitsluitend worden gebruikt, voor zover dat:

- a) er geen marktgebaseerd alternatief beschikbaar is;*
- b) alle beschikbare marktgebaseerde middelen zijn gebruikt;*
- c) het aantal beschikbare elektriciteitsproductie-, energieopslag- of vraagresponsinstallaties te klein is om daadwerkelijke mededinging te waarborgen in het gebied waar geschikte productie-installaties voor het verstrekken van de dienst zich bevinden, of*
- d) de actuele netsituatie leidt op een zodanig regelmatige en voorspelbare wijze tot congestie dat marktgebaseerde redispatching zou resulteren in regelmatige strategische biedingen, die het niveau van interne congestie zouden verhogen, en de betrokken lidstaat heeft met het oog op het aanpakken van deze congesties een actieplan vastgesteld of zorgt ervoor dat minimaal beschikbare capaciteit voor zoneoverschrijdende handel in overeenstemming is met artikel 16, lid 8.”*

Artikel 4.1.17/5, §1, derde lid van het Energiedecreet:

“Onder buitengewone omstandigheden als vermeld in het eerste lid, wordt verstaan dat een redelijke en kosteneffectieve netinvestering niet mogelijk is in combinatie met een van de volgende situaties

- 1° de aankoop van flexibiliteit is economisch niet efficiënt;*
- 2° de aankoop van flexibiliteit leidt tot ernstige marktverstoringen;*
- 3° de aankoop van flexibiliteit leidt tot meer lokale congestie binnen het dekkingsgebied van de netbeheerder.”*

In het voorgestelde nieuwe artikel tracht de VREG deze basisprincipes verder te concretiseren wat de toepassing op de elektriciteitsdistributienetbeheerder betreft. Deze concretisering gebeurt in het bijzonder voor i) de controle dat de aankoop van flexibiliteit al dan niet leidt tot ernstige marktverstoringen, en ii) voor de controle dat de aankoop van flexibiliteit al dan niet economisch efficiënt is. De voorwaarden dat

- i) er geen redelijke en kostenefficiënte netinvestering mogelijk is,
- ii) er geen marktgebaseerd alternatief beschikbaar is,
- iii) alle beschikbare marktgebaseerde middelen zijn gebruikt, en
- iv) de aankoop van flexibiliteit leidt tot meer lokale congestie binnen het dekkingsgebied van de netbeheerder

werden daarentegen rechtstreeks overgenomen uit de Europese Verordening 2019/943 en/of het Energiedecreet.

Zoals reeds toegelicht in 4.1.1.2, is er een verband tussen de aftoetsing van buitengewone omstandigheden en het afwegingskader zoals uitgewerkt door Fluvius System Operator in haar investeringsplan. De uitwerking van beide controles, waarvan hierboven sprake, wordt dan in de mate van het mogelijke in lijn gebracht met de aanpak voorgesteld in dit afwegingskader.

Wat betreft **controle of de aankoop van flexibiliteit leidt tot ernstige marktverstoringen**, stelt de VREG voor om de marginale kost voor marktgebaseerde flexibiliteit te vergelijken met de marginale kost voor gereserveerde technische flexibiliteit, aangezien deze laatste vergoeding – conform art. 4.1.17/5, §3 van het Energiedecreet – kostenreflectief geacht wordt.⁸ Aangezien assets hun engagement om marktgebaseerde flexibiliteit aan te bieden op voorhand in rekening dienen te brengen in hun operationele strategie (ze moeten immers ruimte voorzien voor een mogelijke afregeling), moet de beslissing om al dan niet marktgebaseerde flexibiliteit toe te passen, en dus de aftoetsing van buitengewone omstandigheden, reeds gebeuren vooraleer de lokale congestie daadwerkelijk optreedt. Dit betekent dus dat de marginale kost voor marktgebaseerde flexibiliteit en de marginale kost voor gereserveerde technische flexibiliteit op voorhand geëvalueerd moeten worden.

Voor de bepaling van de **marginale kost voor marktgebaseerde flexibiliteit** baseren we ons op de methodologie, voorgesteld door Fluvius System Operator, voor de afweging tussen de aankoop van flexibiliteitsdiensten voor lokaal congestiebeheer en een netinvestering. Fluvius System Operator stelt hiervoor om de beschikbare marktgebaseerde flexibiliteit in kaart te brengen aan de hand van een marktvrage/tender. Hierdoor is de marginale kost voor een bepaalde asset op voorhand gekend.

Voor de bepaling van de **marginale kost voor gereserveerde technische flexibiliteit** baseren we ons op de compensatie zoals bepaald in art. 3.1.34/3 van het Energiebesluit. Deze compensatie is echter niet op voorhand gekend, omwille van haar sterke tijd- en technologieafhankelijkheid; ze kan pas exact geëvalueerd worden op het moment dat de lokale congestie zich voordoet en de daaropvolgende afschakeling van specifieke assets gebeurt. Om dit probleem te omzeilen, stellen we voor om te werken met een vereenvoudigde, ex ante inschatting van de marginale kost voor de beschouwde periode. Als referentie stellen we voor om alle relevante kosten voor de duurste mogelijke asset in te schatten, in combinatie met een gefundeerde inschatting van de tijdsafhankelijke prijzen (o.a. de day-aheadprijs) voor de beschouwde periode. Vandaar de verwijzing naar de verwachte (omzeiling van de tijdsafhankelijkheid) maximale (omzeiling van de technologieafhankelijkheid) marginale kost voor gereserveerde technische flexibiliteit.

De **beschouwde periode**, waarvan hierboven sprake, wordt bepaald door de tijd tussen twee opeenvolgende marktfragen, omdat een marktvrage gepaard gaat met een update van de marginale kost van marktgebaseerde flexibiliteit. De beschouwde periode kan maximaal één jaar bedragen, indien de marktvrage telkens gelanceerd wordt in het kader van de afweging in het investeringsplan, maar ook frequentere tussentijdse marktfragen, en dus kortere beschouwde periodes, zijn mogelijk in de operationele fase (en dus los van het investeringsplan). Het is hierbij belangrijk om te benadrukken dat de VREG meent dat de beslissing om te kiezen voor

⁸ De VREG wenst wel te erkennen dat, zoals aangehaald door de belanghebbenden in hun schriftelijke reacties volgend op het overleg d.d. 08/11/2022, de compensatie van technische flexibiliteit volgens de methodologie ingeschreven in art. 3.1.34/3 van het Energiebesluit niet per se kostendekkend is. Zo is het bijvoorbeeld mogelijk dat energie verkocht werd via langetermijncontracten, waardoor het niet correct is om de gedeerde inkomsten in te schatten aan de hand van de day-aheadprijs. Daarnaast wordt ook aangekaart dat boetes voor het niet-leveren van andere flexibiliteitsdiensten t.g.v. een activatie van technische flexibiliteit niet in rekening worden gebracht.

marktgebaseerde dan wel gereserveerde technische flexibiliteit op voorhand gemaakt wordt en geldt over de volledige beschouwde periode, en dat het in principe niet de bedoeling is om hier momentaan van af te wijken. Immers, indien er beslist werd dat buitengewone omstandigheden gelden, dan zal er door assets geen engagement gemaakt worden om marktgebaseerde flexibiliteit aan te bieden. Indien de vergoeding voor gereserveerde technische flexibiliteit op een bepaald moment dan toch veel duurder blijkt te zijn dan de inschatting (bv. door een onverwacht hoge day-aheadprijs), dan is er op dat moment geen ander alternatief meer beschikbaar. Ook in de omgekeerde situatie trekken we dit principe door. De achterliggende aanname is dat de inschatting van toekomstige buitengewone omstandigheden, en dus van de verwachte maximale marginale kost voor gereserveerde technische flexibiliteit, weloverwogen gebeurt, en dat men de bluts tegenover de buil moet stellen. Een betere inschatting van beide kosten, en dus een weloverwogen afweging tussen marktgebaseerde dan wel gereserveerde technische flexibiliteit, kan gegarandeerd worden door de beschouwde periode voldoende kort te houden, in lijn met de redenering besproken in de laatste paragraaf van 4.1.1.2. De VREG pleit er met andere woorden voor om de afweging van buitengewone omstandigheden niet reeds vast te leggen voor het ganse komende jaar in het investeringsplan, maar te (her)evalueren in de operationele fase aan de hand van frequente marktfragen.

De **numerieke grenswaarde voor de verhouding** van de marginale kost van marktgebaseerde flexibiliteit en de verwachte maximale kost van gereserveerde technische flexibiliteit, waarbij marktgebaseerde flexibiliteit marktverstorend wordt geacht, wordt gelijkgesteld aan 1,2. Deze maximumgrens vermijdt dat marktgebaseerde flexibiliteit onnoemelijk veel duurder kan worden dan gereserveerde technische flexibiliteit. De waarde wordt in het huidige voorstel groter genomen dan 1, om te erkennen dat er in het geval van marktgebaseerde flexibiliteit een marge kan genomen worden, gegeven het feit dat het huidige voorstel van de compensatie voor technische flexibiliteit niet 100% kostendekkend is (zie ook voetnoot 8). De VREG wenst te benadrukken dat de gekozen waarde van 1,2 slechts een eerste opzet is, en dat een herevaluatie nodig kan zijn. Indien een meer opportune waarde aan de orde blijkt (om meer marktgebaseerde flexibiliteit toe te laten dan wel aan banden te leggen), dan zal dit opgevangen worden via een aanpassing van art. 2.3.22/1 TRDE.

Wat betreft de **controle of de aankoop van flexibiliteit economisch efficiënt** is, stelt de VREG voor om op jaarbasis de totale verwachte vergoeding voor flexibiliteit te vergelijken met de boekhoudkundige kost van een investering. De toepassing van flexibiliteit of het uitvoeren van een netinvestering zijn immers alternatieve oplossingen voor eenzelfde probleem.

Beide kosten volgen rechtstreeks uit de toepassing van het afwegingskader van de distributienetbeheerder, zoals reeds in detail besproken onder hoofding 4.1.1.2, zonder dat er verdere aanvullende bepalingen door de VREG nodig zijn.

De VREG wenst hierbij wel kort het volgende te benadrukken. Indien uit het afwegingskader blijkt dat een netinvestering de goedkoopste oplossing is, maar indien deze nog niet kan uitgevoerd worden, dan gelden volgens bovenstaand voorstel voor de invulling van de regels onmiddellijk buitengewone omstandigheden, en dan kan de netbeheerder, conform artikel 4.1.17/5, §1 van het Energiedecreet, in afwachting van de netinvestering tijdelijk gereserveerde technische flexibiliteit toepassen. Merk op dat het louter gaat om een mogelijkheid om gereserveerde technische flexibiliteit in te roepen, en geen verplichting: indien een tijdelijke toepassing van commerciële flexibiliteit goedkoper blijkt te zijn, dan behoort dit nog steeds tot de mogelijkheden van de netbeheerder.

Art. 2.3.22/2 - nieuw

Artikel 2.3.22/2 is een nieuw artikel dat de regels over **onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden** en de economische efficiëntie en de uitputting van de commerciële middelen vastlegt, conform artikel 4.1.17/5, §2, derde lid van het Energiedecreet: “*De nadere regels*

over de onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden en de economische efficiëntie en de uitputting van de commerciële middelen, vermeld in het eerste lid, worden opgenomen in het technisch reglement distributie elektriciteit en het technisch reglement plaatselijk vervoer van elektriciteit.”.

De categorieën van netgebruikers en het vergoedingsmechanisme voor gereserveerde en niet-gereserveerde technische flexibiliteit, zoals bepaald in de artikelen 3.1.34/1, 3.1.34/2, 3.1.34/3 en 3.1.34/4 van het Energiebesluit, vallen zo goed als samen. Een belangrijk verschil is echter dat de vergoeding voor niet-gereserveerde technische flexibiliteit pas na vier uur moet uitbetaald moet worden. De VREG wenst wat betreft de vergoedingsplicht echter de filosofie van de Europese Verordening 2019/943 zo veel mogelijk te volgen. De Europese Verordening 2019/943 stelt in artikel 13 2. en 7. dat elke afregeling in principe gecompenseerd dient te worden; er wordt daarbij geen verdere opdeling gemaakt binnen de categorie van niet-marktgebaseerde flexibiliteit. De VREG stelt daarom voor om de **invulling van onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden** te beperken tot een noodsituatie die het gevolg is van vier specifieke oorzaken, om **onvergoede afschakelingen tot een minimum te beperken**, en zo mogelijke **rechtsonzekerheid te vermijden**. De vier specifiek voorgestelde oorzaken zijn oorzaken die onweerlegbaar veroorzaakt worden door externe invloeden. In deze vier gevallen dient er geen verder onderzoek te gebeuren naar verantwoordelijkheden of andere mogelijke onderliggende oorzaken. De VREG staat open om op voorstel van de belanghebbenden de voorgestelde oorzaken aan te passen.

Wat betreft de **invulling van de uitputting van commerciële middelen** in geval van onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden wordt gespecificeerd dat er sprake is van uitputting indien er geen marktgebaseerd alternatief beschikbaar is, of indien alle beschikbare marktgebaseerde middelen zijn opgebruikt.

Wat betreft de **invulling van de economische efficiëntie van marktgebaseerde flexibiliteit** in geval van onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden, stelt de VREG tot slot voor om, net als bij buitengewone omstandigheden, op jaarbasis de totale verwachte vergoeding voor flexibiliteit om lokale congestie te vermijden, te vergelijken met de boekhoudkundige kost van een investering. De achterliggende redenering is hierbij als volgt. De distributienetbeheerder kan in het geval van onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden enkel beroep doen op marktgebaseerde flexibiliteit indien hij deze op voorhand gecontracteerd heeft; zoals reeds vroeger aangehaald, moeten assets immers hun engagement om vrijwillig marktgebaseerde flexibiliteit aan te bieden op voorhand in rekening brengen in hun operationele strategie, door expliciet ruimte te voorzien voor een mogelijke afregeling. Marktgebaseerde flexibiliteit is met andere woorden slechts beschikbaar indien de distributienetbeheerder in een bepaalde zone lokale congestie verwacht in de N-toestand, en er geen buitengewone omstandigheden gelden. Indien er zich in deze zone dan een onvoorziene congestie voordoet in de N-1-toestand als gevolg van een noodsituatie die voortvloeit uit één van de vier voorgestelde oorzaken, dan kan in dit geval de commerciële flexibiliteit benut worden die gecontracteerd werd om de voorziene congestie op te lossen. In lijn met deze redenering stelt de VREG voor om de controle of de aankoop van marktgebaseerde flexibiliteit economisch efficiënt is integraal over te nemen uit de invulling van buitengewone omstandigheden.

Art. 2.3.23 - wijziging

Artikel 2.3.23 bepaalt onder meer de verplichting van de elektriciteitsdistributienetbeheerders tot het opstellen van regels voor de aankoop van de niet-frequentiegerelateerde ondersteunende

diensten. De wijzigingen aan artikel 2.3.23 betreffen de vereisten waaraan het overleg, in het kader van het opstellen van de regels, moet voldoen.

Zo wenst de VREG in paragraaf 3 te benadrukken dat er **eerst een stakeholdersoverleg** dient plaats te vinden met de transmissienetbeheerder en de relevante marktdeelnemers, waarbinnen de regels **samen** worden uitgewerkt. Dit stakeholdersoverleg moet goed gedocumenteerd worden, zodat de VREG de deelname van de verschillende partijen kan nagaan, alsook de manier waarop er met hun suggesties, opmerkingen en bezorgdheden werd omgegaan. In een **volgende stap** dient dit **gezamenlijk uitgewerkte voorstel geconsulteerd** te worden. Voor de consultatie en de daaropvolgende goedkeuring door de VREG worden er niet langer specifieke bepalingen ingeschreven, maar wordt er verwezen naar de **procedure** voorgeschreven door artikel 1.2.4, paragraaf 5 en paragraaf 7.

Aangezien er intussen reeds een eerste versie van de regels werd ingediend, wordt paragraaf 4 geschrapt.

De oorspronkelijke vereisten in paragraaf 5 betreffende de wijziging van de regels worden mee opgenomen in paragraaf 3. De gewijzigde paragraaf 5 legt nu bepalingen op omtrent de **publicatie** van de regels.

Art. 2.3.26 - wijziging

Dit artikel bepaalt dat de elektriciteitsdistributienetbeheerders geen beperkingen voor flexibiliteit op het laagspanningsnet mogen opleggen indien de aangeboden op- of neerwaartse flexibiliteit beperkt wordt tot een vermogen van 5 kVA bij een monofasige aansluiting of tot een vermogen van 10 kVA bij een driefasige aansluiting. Deze vrijstelling is op dit moment evenwel tijdelijk. De VREG stelt voor om deze vrijstelling niet meer in de tijd te beperken.

Het technische voorschrift C8/01 legt geen beperkingen op voor flexibiliteit op het laagspanningsnet. Eveneens heeft de VREG geen aanvragen van de elektriciteitsdistributienetbeheerders ontvangen tot uitzondering op deze vrijstelling, en daarom wordt het tweede lid van §2 geschrapt.

Volgens artikel 2.3.0 van het TRDE heeft een elektriciteitsdistributienetgebruiker recht op toegang tot het elektriciteitsdistributienet ter grootte van het aansluitingsvermogen. Het laagspanningsnet moet voldoende sterk gedimensioneerd zijn om netgebruikers dit recht te kunnen laten uitoefenen. Dit impliceert dat het aanbieden van op- of neerwaartse flexibiliteit tot een vermogen van 5 kVA bij een monofasige aansluiting of tot een vermogen van 10 kVA bij een driefasige aansluitingen zonder beperkingen mogelijk moet zijn.

4.1.2.3 Marktprocessen voor flexibiliteit op het distributienet

Art. 4.3.63 - wijziging

Middels de voorgestelde wijzigingen aan artikel 4.3.63 paragraaf 3 bepaalt de VREG de wijze van het verloop van de **consultatie** over de marktprocessen voor flexibiliteit op het distributienet, namelijk in **twee fasen**: eerst een transparant, participatief en gedocumenteerd **stakeholdersoverleg**, gevolgd door een **formele consultatie** van belanghebbenden. De VREG is immers van oordeel dat er, ter bevordering van de transparantie over het totstandkomingsproces van de regels over de marktprocessen voor flexibiliteit en de betrokkenheid van alle relevante marktpartijen daarbij, nood is aan een meer gestructureerde en gedocumenteerde procedure waarbij er een onderscheid is tussen de fase van stakeholdersoverleg

en de fase van formele marktconsultatie.⁹ Bij de tot dusver toegepaste consultatieprocedure, goedgekeurd door de VREG bij beslissing van 15 december 2021 (BESL-2021-125)¹⁰, die voorziet in marktoverleg dat vanuit Synergrid vzw, Federatie van de elektriciteits- en gasnetbeheerders in België, georganiseerd wordt onder de vorm van zgn. “Product Design Groups” (PDG’s), en dit meer bepaald in de schoot van een specifieke PDG flexibiliteit, is er geen sprake van een duidelijk onderscheid tussen een overleg en een formele consultatie.

Via deze wijziging bepaalt de VREG nu zelf de consultatiewijze, waardoor de plicht tot voorstel van de elektriciteitsdistributienetbeheerder met betrekking tot de consultatiewijze vervalt. Merk op dat hierdoor ook de huidige beslissing ter zake (BESL-2021-105) vervalt.

Merk desalniettemin op dat de PDG flexibiliteit in deze nieuwe procedure nog steeds een rol kan opnemen, en dit in de fase van het stakeholdersoverleg. De kwaliteitseisen als vermeld in art. 1.2.4, §7, eerste zin, moeten, voor het gehele proces van consultatie in zijn geheel (stakeholdersoverleg en formele consultatie), gewaarborgd zijn.

De bepalingen uit paragraaf 4 betreffende de wijziging van de specificaties worden mee opgenomen in paragraaf 3, waardoor een deel van paragraaf 4 geschrapt wordt. Daarnaast wordt de **frequentie van de rapporteringsverplichting** opgetrokken naar jaarlijks, in plaats van naar tweejaarlijks. Deze frequentere rapportering lijkt de VREG meer opportuun om een goede opvolging te kunnen garanderen, gegeven het feit dat het ganse flexibiliteitskader volop verder wordt uitgerold, en er dus veel marktontwikkelingen verwacht worden op korte termijn.

Aangezien er intussen reeds een eerste versie van de regels werd ingediend, wordt het tweede deel van paragraaf 5 geschrapt.

Daarnaast worden er ook nog enkele kleinere tekstuele verduidelijkingen doorgevoerd in paragraaf 1 en paragraaf 2.

4.2 Toezicht op gereguleerde documenten van de elektriciteitsdistributienetbeheerders

4.2.1 Context

Artikel 1.2.4 van titel I (Algemene Bepalingen) van het TRDE bevat de regels inzake het toezicht door de VREG op bepaalde documenten van netbeheerder. Meer bepaald: alle modelcontracten, reglementen, technische voorschriften, procedures en formulieren van de elektriciteitsdistributienetbeheerder, opgesteld in uitvoering van het TRDE, alsook elke wijziging daaraan, moeten voorafgaand aan de beoogde inwerkingtreding ervan overgemaakt worden aan de VREG. Afhankelijk van de situatie, zijn deze documenten onderworpen aan de voorafgaandelijke *goedkeuring* of enkel het voorafgaandelijk *commentaar* van de VREG. In geval van vereiste goedkeuring, moet de netbeheerder zijn voorstel tot vaststelling of wijziging (van een door art. 1.2.4 beoogd document) consulteren bij de belanghebbenden. De kwaliteitseisen van dergelijke consultatie zijn in art. 1.2.4 bepaald.

4.2.2 Artikelsgewijze bespreking van de voorgestelde wijzigingen

⁹ Dit naar analogie met de totstandkomingsprocedure m.b.t. de marktprocessen (protocol) inzake energiedelen en peer-to-peerhandel van groene stroom (conform het bestaande artikel 4.3.64).

¹⁰ Beslissing van de VREG met betrekking tot de consultatieprocedure voor marktprocessen in het kader van flexibiliteit (BESL-2021-125), raadpleegbaar via: <https://www.vreg.be/nl/document/besl-2021-125>.

We wensen aan artikel 1.2.4 TRDE volgende wijzigingen aan te brengen:

- §4: De termijn voor mogelijke inwerkingtreding van documenten die voorafgaand ter commentaar van de VREG moeten worden voorgelegd wordt verkort van 60 naar 30 dagen. Dit maakt dat documenten sneller in werking kunnen treden bij het uitblijven van commentaar door de VREG.
- §5: Momenteel staat er dat de VREG “uiterlijk 60 dagen na ontvangst van het voorstel” een beslissing neemt inzake de al of niet goedkeuring van het voorstel. De VREG wenst deze termijn van 60 dagen te schrappen en te vervangen door de term “een redelijke termijn”. Een beslissingstermijn van 60 dagen blijkt in sommige gevallen veel te kort, wat leidt tot de nood aan het opstellen van een weigeringsbeslissing, terwijl het veel efficiënter zou zijn om de analyse en het overleg verder te zetten met het oog op het nemen van een beslissing tot goedkeuring. De 60 dagen-termijn biedt bijgevolg geen zekerheid voor een voorspelbaarder en vlotter beslissingsproces, soms is trouwens het tegendeel waar. Een redelijke termijn moet uiteraard ‘redelijk’ zijn: de beslissingstermijn moet te allen tijde verantwoord kunnen worden. Gezien de grote variatie aan mogelijke documenten, en (zeer grote en soms maar kleine) wijzigingen daaraan, is een vaste termijn (zelfs al betreft het een termijn van orde), niet aangewezen, zoals ondertussen genoegzaam bleek uit de praktijk.
- §7: We stellen voor om niet meer te bepalen dat een consultatieprocedure moet worden opgesteld door de netbeheerder, maar wel dat die door hem moet worden gehanteerd. Het opstellen is maar een eerste stap; het hanteren ervan is ruimer: opstellen én toepassen. Momenteel staat er dat de VREG hun consultatieprocedure binnen 60 dagen moet goedkeuren na ontvangst van het voorstel van de netbeheerder. We voegen hieraan toe dat deze 60-dagen termijn kan verlengd worden mits akkoord van de netbeheerder. Die verlengingsmogelijkheid is nodig, want voor bepaalde documenten is de consultatieprocedure een cruciaal element in het totstandkomen ervan, en die consultatieprocedure moet goed ineen zitten (overleg stakeholders, feedback, aanpassing voorstel, enz.).
- Ten slotte worden een aantal louter tekstuele (geen inhoudelijke) verbeteringen aangebracht.

4.3 Gebruik van maandvolumes

We wensen te verduidelijken in het TRDE dat bij klanten met een digitale meter de uitgelezen maandvolumes niet alleen gebruikt moeten worden voor informatieverlening aan de afnemer en bij de allocatie, maar ook meegenomen moeten worden in de gridfeefacturatie tussen de distributienetbeheerder en de leverancier.

Op deze wijziging is een overgangsbepaling van toepassing om Fluvius de nodige tijd te geven om in de implementatie hiervan te voorzien. Deze wijziging treedt pas in werking op 1 april 2024.

4.3.1 Context

Artikel 3.2.18 10°/1 van het Energiebesluit stelt: “Elke leverancier zorgt ervoor dat aan afnemers met digitale meters maandelijks nauwkeurige verbruiksgegevens die op het werkelijke verbruik gebaseerd is beschikbaar wordt gesteld.”

Artikel 4.2.13, §1/1 TRDE bepaalt – in lijn met bovenstaand artikel – dat de standaard allocatiepuntconfiguratie bij op afstand uitleesbare kleinverbruiksmeterinrichtingen, (i) een maandelijks meetregime, en (ii) een maandelijks doorstuurfrequentie voor verbruiksgegevens inhoudt.

De VREG heeft in 2022 een handhavingstraject gevoerd ten aanzien van de Vlaamse distributienetbeheerders wegens niet-naleving van artikel 4.2.13 §1/1 van het TRDE, met name wegens het niet doorsturen van maandelijks verbruiksgegevens naar leveranciers om hun klanten te informeren ([BESL-2022-81 t/m BESL-2022-90](#)). De administratieve geldboetes, opgelegd in deze beslissingen, zullen echter pas met ingang van 1 april 2023 worden opgelegd, voor zover op die datum de niet-naleving van de vermelde artikelen in het TRDE nog niet tot een einde is gekomen.

Het huidige TRDE geeft echter niet aan of de maandvolumes ook meegenomen moeten worden in de gridfeefacturatie door de distributienetbeheerder aan de leverancier. We wensen daarom te verduidelijken in artikel 4.3.20 van het TRDE dat wanneer de uitgelezen maandvolumes in de allocatie meegenomen worden, het berekend gebruiksprofiel dat gebruikt wordt voor de verrekeningen in het kader van allocatie, reconciliatie én gridfeefacturatie tot stand komt op basis van deze werkelijk gemeten maandvolumes.

4.3.2 Artikelsgewijze bespreking van de voorgestelde wijzigingen

Artikel 4.3.20 TRDE bepaalt in welke gevallen de verrekeningen in het kader van allocatie, reconciliatie en/of facturatie op een allocatiepunt (artikel 4.3.18, §1) dienen te gebeuren op basis van berekende gebruiksprofielen. Het gebruik van een berekend gebruiksprofiel wordt in dit artikel opgelegd voor alle allocatiepunten verbonden aan een toegangspunt met een kleinverbruiksmeterinrichting met een meetregime conform de standaard allocatiepuntconfiguratie in artikel 4.2.13, §1 of §1/1.

Aan dit artikel werd volgende zin toegevoegd: *“De elektriciteitsdistributienetbeheerder maakt daarbij voor alle allocatiepunten met een maandelijks meetregime ook in de facturatie gebruik van de werkelijk gemeten maandvolumes.”*

Via deze toevoeging wil de VREG verduidelijken dat wanneer een allocatiepuntconfiguratie een maandelijks meetregime bevat (wat duidt op het beschikbaar zijn van werkelijk gemeten maandvolumes toegepast in de allocatie), de elektriciteitsdistributienetbeheerder voor alle verrekeningen vermeld in art. 4.3.18, §1 gebruik maakt van die werkelijk gemeten maandvolumes, dus ook voor de facturatie van de nettarieven aan de toegangshouder (leverancier).

Deze wijziging zorgt er voor dat de berekende gebruiksprofielen bij allocatiepunten met een maandelijks meetregime en jaarfacturatie rekening moeten houden met tussenliggende maandvolumes om de verdeling over de verschillende maanden van het jaar uit te voeren, o.a. in het kader van de facturatie van de nettarieven aan de toegangshouders.

Op deze wijziging is een overgangsbepaling van toepassing om Fluvius de nodige tijd te geven om in de implementatie hiervan te voorzien. Deze wijziging treedt pas in werking op 1 april 2024.

4.4 Nadere regels inzake de verkoop van in of op appartementsgebouwen of multifunctionele gebouwen opgewekte groene stroom

4.4.1 Context

Op woensdag 7 december 2022 werd in de Commissie Energie van het Vlaams Parlement een voorstel van decreet tot wijziging van het Energiedecreet van 8 mei 2009 wat de verkoop van in of op appartementsgebouwen of multifunctionele gebouwen opgewekte groene stroom betreft goedgekeurd. Twee weken later, op woensdag 21 december 2022 werd dit aangenomen in de plenaire vergadering van het Vlaams Parlement.¹¹

De essentie van dit recente decreet is de invoeging van een nieuw artikel 7.2.3 in het Energiedecreet. Dit artikel bevat een zgn. ‘sui-generisregeling’ i.v.m. verkoop van zelfgeproduceerde groene stroom, naast de reeds bestaande vormen van energiedelen en peer-to-peerhandel van groene stroom (hierna: ‘P2P’). Het nieuwe art. 7.2.3 Energiedecreet voorziet erin dat een vereniging van mede-eigenaars (hierna: ‘VME’) de groene stroom die wordt geproduceerd in of op een appartementsgebouw of multifunctioneel gebouw, of de aanhorigheden van dat gebouw, kan verkopen aan de afnemers in dat gebouw. Dit kunnen mede-eigenaars-bewoners zijn, maar ook huurders. Het vermelde decreet voorziet ook in een nieuwe definitie van “appartementsgebouw of multifunctioneel gebouw” (die bovendien ook het afbakeningscriterium wordt bij het reeds geïmplementeerde energiedelen *cf.* art. 7.2.1, §1, tweede lid, 1^o Energiedecreet).

Naast verkoop door een VME (in gebouwen waar die aanwezig is), is de regeling van overeenkomstige toepassing op appartementsgebouwen of multifunctionele gebouwen die maar één eigenaar hebben (waarvoor geen VME verplicht is), of op het geval waarbij een eigenaar van de VME (of van de andere mede-eigenaars in onverdeeldheid) het recht heeft gekregen om de gemeenschappelijke delen privaat in gebruik te nemen (voor bv. een private zonnepaneelinstallatie op het dak).

In functie van een goede leesbaarheid, zullen we in het vervolg echter met de noemer ‘VME-verkoop’ naar deze nieuwe activiteit verwijzen.

De VME-verkoop wordt een nieuwe activiteit, naast de reeds bestaande vormen van energiedelen, zoals vervat in art. 7.2.1, §1 van het Energiedecreet, en P2P, zoals vervat in art. 7.2.2, §2 van het Energiedecreet. De decretale randvoorwaarden voor VME-verkoop zijn dan ook zeer gelijkend op die voor energiedelen en P2P. Zo zal ook de VME-verkoop per onbalansverrekeningsperiode (op kwartierbasis) verlopen, en dit maximaal ten belope van de afname van elke betrokken bewoner of gebruiker. Ook zal de VME-verkoop geen afbreuk doen aan de van toepassing zijnde rechten, heffingen, belastingen, toeslagen en bijdragen. Tot slot is er bij VME-verkoop, net zoals bij P2P, een vrijstelling van leveringsvergunningsplicht en enkele andere decretale (openbardienst)verplichtingen die normaliter voor leveranciers gelden.

Zowel voor de verschillende vormen van energiedelen als voor P2P heeft de VREG in zijn TRDE van 25 juni 2021 al een nieuwe afdeling 8 (“Marktprocessen voor energiedelen en peer-to-peerhandel van groene stroom”) opgenomen in hoofdstuk III van de Marktcode. Deze afdeling van het TRDE bevat de artikelen 4.3.64 en 4.3.65. Deze bepalingen leggen op dat de bij energiedelen en P2P betrokken partijen in het kader van die activiteiten communiceren volgens een protocol. Ook leggen zij de minimuminhoud van het protocol vast, evenals enkele randvoorwaarden die het protocol moet respecteren. Op procedureel vlak bevatten deze bepalingen vereisten i.v.m. de totstandkoming en de wijziging van het protocol. Op basis van die bepalingen heeft de VREG een

¹¹ *Parl.St.* VI.Parl. 2022-2023, nr. 1501/4, raadpleegbaar via: www.vlaamsparlement.be/nl/parlementaire-documenten/parlementaire-initiatieven/1684960.

specifieke consultatieprocedure voor het protocol energiedelen en P2P goedgekeurd.¹² De distributienetbeheerders hebben die intussen reeds verscheidene keren doorlopen en hebben telkens het resultaat daarvan, een voorstel van protocol voor energiedelen en P2P, aan de VREG ter goedkeuring voorgelegd. De momenteel recentste protocolversie heeft de VREG goedgekeurd op 8 december 2022.¹³ De voorziene inwerkingtreding van deze protocolversie is 23 januari 2023. Het recente decreet m.b.t. de VME-verkoop voorziet ook in een uitbreiding van art. 4.2.1 van het Energiedecreet, dat de rechtsbasis is voor de technische reglementen van de VREG. Bedoeling daarvan is dat de VREG in het TRDE ook nadere regels voorziet voor de implementatie van de VME-verkoop. In de memorie van toelichting bij het decreet drukt de decreetgever de wens uit dat dit gebeurt “in overeenstemming met de desbetreffende bepalingen over energiedelen en actieve afnemers”.

Voor wat betreft de inwerkingtreding van het recente decreet m.b.t. de VME-verkoop, wordt bepaald dat het decreet in werking zal treden op een datum die de Vlaamse Regering nog zal vaststellen, maar dat dit uiterlijk op 1 april 2023 moet zijn.

De VREG heeft dan ook een voorstel uitgewerkt om in het TRDE de nodige regels op te nemen voor de implementatie van de VME-verkoop. Aangezien het decreet pas op 29 november 2022 als decretaal voorstel werd ingediend en op 21 december 2022 werd aangenomen in de plenaire vergadering van het Vlaams Parlement, kon het nog niet aan bod komen in het door ons eerder georganiseerde stakeholderoverleg m.b.t. de TRDE-wijzigingen, gezien het toen nog niet aan de orde was.

4.4.2 Artikelsgewijze bespreking van de voorgestelde wijzigingen

Er wordt een nieuw artikel 4.3.66 m.b.t. de implementatie van de VME-verkoop ingevoegd, in afdeling 8 van titel III van de Marktcode van het TRDE. De titel van deze afdeling wordt als volgt herdoopt: “Marktprocessen voor energiedelen, peer-to-peerhandel van groene stroom *en de verkoop van groene stroom in appartementsgebouwen of multifunctionele gebouwen*”.

Het nieuwe art. 4.3.66 TRDE is zeer sterk gebaseerd op de reeds bestaande artikelen in deze afdeling, nl. de artikelen 4.3.64 en 4.3.65 TRDE. De principes zijn identiek: ook bij VME-verkoop zullen de betrokken partijen communiceren volgens een protocol, dat als minimuminhoud dezelfde onderwerpen bevat als het protocol voor energiedelen en P2P. De lijst met onderwerpen uit art. 4.3.64, §2 TRDE wordt in het nieuwe art. 4.3.66 TRDE hernomen.

Voorts worden de randvoorwaarden die gelden voor het protocol voor energiedelen en P2P, zoals opgenomen in art. 4.3.65 TRDE, van overeenkomstige toepassing verklaard.

Ook worden de regels in art. 4.3.64, §8 t.e.m. §10 TRDE, i.v.m. monitoring van gegevensuitwisseling, de overeenkomst m.b.t. de kwaliteitseisen inzake de communicatie en de periodieke, jaarlijkse evaluatie van het protocol, overgenomen in het nieuwe art. 4.3.66 TRDE.

¹² Beslissing van de VREG van 17 augustus 2021 met betrekking tot de goedkeuring van de voorstellen van de elektriciteitsdistributienetbeheerders betreffende de consultatieprocedure voor het protocol voor energiedelen en peer-to-peerhandel van groene stroom (BESL-2021-51), raadpleegbaar via: www.vreg.be/nl/document/besl-2021-51.

¹³ Beslissing van de VREG met betrekking tot de goedkeuring van het voorstel van de elektriciteitsdistributienetbeheerders betreffende het protocol inzake energiedelen en peer-to-peerhandel van groene stroom (derde protocolversie) (BESL-2022-207), raadpleegbaar via: www.vreg.be/nl/document/besl-2022-207.

Wat afwijkend is in het nieuwe art. 4.3.66 TRDE, is de totstandkomingsprocedure. Bij energiedelen en P2P stellen art. 4.3.64, §3 en §4 heel wat vereisten aan die procedure. Op basis daarvan heeft de VREG een specifieke consultatieprocedure goedgekeurd voor energiedelen en P2P, die voorziet in twee opeenvolgende fasen van stakeholderoverleg en formele marktconsultatie.¹⁴ Het recente decreet m.b.t. de VME-verkoop bepaalt dat de Vlaamse Regering nog zal beslissen op welke datum dit in werking treedt, maar dat dit uiterlijk op 1 april 2023 moet zijn. Dit is al relatief snel. Deze timing laat alleszins niet toe om voor wat betreft de totstandkoming van het protocol m.b.t. de VME-verkoop, dezelfde procedure te doorlopen als bij de totstandkoming van het protocol m.b.t. energiedelen en P2P. Daarnaast is er al sinds 1 januari 2022 een implementatie-protocol van kracht voor energiedelen in een gebouw, dat werd herbevestigd in de tweede en derde protocolversie die van kracht zijn resp. worden vanaf 1 juli 2022 en 23 januari 2023. Over al deze protocolversies werd reeds stakeholderoverleg en een formele marktconsultatie georganiseerd. Bovendien lijkt de activiteit van de VME-verkoop technisch gezien zeer sterk op energiedelen in een gebouw.

Omwille van de bovenvermelde redenen, meent de VREG dan ook in het nieuwe art. 4.3.66 TRDE te kunnen opleggen dat de elektriciteitsdistributienetbeheerder een voorstel van protocol ter implementatie van de VME-verkoop opstelt en aan de VREG ter goedkeuring voorlegt, en dit in eerste instantie zonder dat hierover voorafgaandelijk stakeholderoverleg en een formele marktconsultatie werd gevoerd. Dit zou toelaten om de inwerkingtredingsdatum voor de VME-verkoop, die uiterlijk 1 april 2023 zal zijn, alsnog te halen.

Wel wordt aan de navolgende evaluatie van het protocol m.b.t. de VME-verkoop, één jaar na de inwerkingtreding ervan, de vereiste gekoppeld om alsnog stakeholderoverleg te organiseren, waarbij de elektriciteitsdistributienetbeheerder alle belanghebbende partijen betreft, hun opmerkingen m.b.t. het protocol verzamelt, en op gemotiveerde wijze verwerkt in een evaluatierapport. Dit rapport kan dan de basis vormen voor aanpassingen van het protocol, indien uit de feedback van de belanghebbende partijen de noodzaak daartoe blijkt.

4.5 Andere wijzigingen

Hiernaast worden in het TRDE ook nog een aantal kleinere wijzigingen aangebracht:

- In **artikel 1.3.1** (definities) werden een aantal nieuwe definities toegevoegd en een aantal bestaande verbeterd. Zo werden de vele verwijzingen in het huidig TRDE naar het artikel waarin de lengte van de elementaire periode werd bepaald, vereenvoudigd door de toevoeging van een definitie van het begrip ‘elementaire periode’.
- **Artikel 2.1.14** (Uitbouw van het elektriciteitsdistributienet m.b.t. projecten zoals verkavelingen, bedrijventerreinen of appartementsgebouwen) werd in lijn gebracht met de gewijzigde artikelen 3.1.23 tot 3.1.25 van het Energiedecreet (gewijzigd bij decreet van 18 maart 2022).
- **Art. 2.1.18** (schatting maandpiek): De bepaling dat de schatting definitief is, behoudens berekeningsfouten, wordt geschrapt. We oordelen dat dit niet het geval hoeft te zijn als er meetwaarden zijn. De schattingsmethodiek (bedoeld in art. 2.1.18, §1) bepaalt dat schattingen kunnen overschreven worden indien meetwaarden ter beschikking zijn. De VREG keurde deze schattingsmethodiek goed (BESL-2022-38).

¹⁴ Beslissing van de VREG van 17 augustus 2021 met betrekking tot de goedkeuring van de voorstellen van de elektriciteitsdistributienetbeheerders betreffende de consultatieprocedure voor het protocol voor energiedelen en peer-to-peerhandel van groene stroom (BESL-2021-51), raadpleegbaar via: www.vreg.be/nl/document/besl-2021-51.

- **Art. 2.2.3.** (wijze van aansluiten): We beperken de beleidsvrijheid van de elektriciteitsdistributienetbeheerder met betrekking tot afwijking van principiële wijze van aansluiting (op welk net: cfr. §1 tem §6) door schrapping van de mogelijkheid tot afwijking naargelang de "karakteristieken van het elektriciteitsdistributienet" gezien dit een erg vaag criterium is. Blijft enkel over als mogelijkheid tot afwijking: de situatie waarbij de installatie van de elektriciteitsdistributienetgebruiker schadelijke storingen op het elektriciteitsdistributienet, of overdreven spanningschommelingen zou veroorzaken. Dit is concreet, en technisch aantoonbaar.
- **Art. 2.2.19** (aanvraag tijdelijke aansluiting): In §2 wordt toegevoegd dat de termijn waarbinnen de DNB moet reageren maar 1x verlengd kan worden (= nog eens 5 werkdagen). Dit vervangt de huidige regeling waarbij kan afgeweken worden van de standaardtermijn zonder limiet wat betreft duurtijd.
- In **art. 2.2.54** (telecontrole) Het opleggen van telecontrole is voor de opgesomde categorieën niet meer optioneel, de eerste twee categorieën vallen volgens het Energiebesluit onder technische flexibiliteit en voor de derde categorie is telecontrole noodzakelijk omwille van operationele redenen. Verder maken we voor de kostentoe wijzing een onderscheid tussen nieuwe en bestaande installaties. Bij nieuwe installaties is de kost van telecontrole voor de netgebruiker en bij bestaande installaties is de kost van een telecontrolekast voor de netbeheerder.
- **Art. 2.2.81** (wegname of afkoppeling van een aansluiting, op initiatief netbeheerder): De elektriciteitsdistributienetbeheerder heeft het recht om een aansluiting weg te nemen of af te koppelen énkél en alleen als m.b.t. deze aansluiting meer dan 1 jaar geen toegangshouder in het toegangsregister van de netbeheerder geregistreerd is. De mogelijkheid tot wegname of afkoppeling van de aansluiting wordt tot die situatie beperkt om te vermijden dat er een wegname of afkoppeling zou kunnen plaatsvinden ook waar dit mogelijks ongewenst is, zoals bijvoorbeeld als een netgebruiker weliswaar meer dan 1 jaar geen elektriciteit afneemt (cfr. de huidige wat vage bewoording: 'geen gebruik meer van de aansluiting'), maar wél zijn energiecontract behoudt teneinde later zijn activiteiten/afname te kunnen hernemen.
Een aansluiting voor noodvoeding werd tot nu als bijzondere situatie gezien omdat de huidige tekst uitgaat van 'geen gebruik' (lees: geen afname), wat natuurlijk mogelijk is op een aansluiting met noodvoeding: zolang er geen noodsituatie is, wordt deze aansluiting niet 'gebruikt'. Maar deze mag natuurlijk niet weggenomen of afgekoppeld worden. Nu de nieuwe tekst uitgaat van de afwezigheid van meer dan 1 jaar van een toegangshouder m.b.t. de betreffende aansluiting, en er uiteraard voor een noodvoedingsaansluiting steeds een toegangshouder geregistreerd is en moet blijven met het oog op de eventuele afname op deze aansluiting (nl. in geval van nood), is dit absoluut geen uitzondering op de regel. De uitzondering voor de 'aansluiting voor noodvoeding' wordt daarom ook geschrapt.
- **Art. 2.3.7** (informatie over onderbrekingen): We bepalen dat de netbeheerder niet alleen via zijn website informatie moet geven over ongeplande onderbrekingen, maar ook via een permanent beschikbaar telefoonnummer.
- **Art. 3.2.6** (niet-communiquerende kleinverbruiksmetingen): In §6 werd toegevoegd dat de kosten om communicatieproblemen bij een op afstand uitleesbare kleinverbruiksmetinstrument op te lossen gedragen worden door de elektriciteitsdistributienetbeheerder. De netgebruiker heeft het recht op een van op afstand uitleesbare meetinstrument, hiertoe moet de meetinstrument kunnen communiceren. Het is aan de netbeheerder om voor problemen met netwerkdekking een oplossingen uit te werken. Het is niet redelijk deze kosten bij de netgebruiker te leggen. Het huidige artikel 3.1.22 wordt daar geschrapt en opgenomen in §7 van artikel 3.2.6.
- **Art. 5.3.1** (datatoegang): We voegen toe dat partijen die datatoegang gebruiken voor een commercieel doel (vb. energiedienstverleners) daarbij gebruik moeten maken van geautomatiseerde datatoegang en m.a.w. een datatoegangscontract moeten afsluiten).

Hiermee streven we naar een gelijke behandeling tussen partijen die van datatoegang gebruik maken voor commerciële doeleinden.

- **In Bijlage IV** worden een aantal wijzigingen aangebracht aan de geaggregeerde en geanonimiseerde datasets die de netbeheerder conform artikel 5.5.1 op zijn website vrij ter beschikking moet stellen. Zo wensen we een maandelijkse rapportering van het aantal toegangspunten (i.p.v. jaarlijks nu) en ook een maandelijkse rapportering van het aantal actieve allocatiepunten. Hiermee kunnen dan evoluties zoals zuivere vermarkting van injectie en maandfacturatie opgevolgd worden. De rapporteringen betreffende het aantal aanvragen voor (niet-)geautomatiseerde datatoegang op toegangspunten met een KVM of GVM worden geschrapt. Het aantal aanvragen is minder relevant omdat een aanvraag kan gebeuren voor meerdere toegangspunten tegelijk. We beperken de rapportering daarom tot het opvolgen van het aantal actieve datatoegangscontracten, en het aantal toegangspunten waarop datatoegang plaatsvindt. Ten slotte wensen we per kwartaal zicht te krijgen op het aantal geactiveerde uur- en kwartierwaarden in Mijn Fluvius.

Op diverse plaatsen werden tekstverbeteringen en verduidelijkingen van het TRDE toegevoegd ter verbetering van de leesbaarheid ervan. De verdere toelichting hierbij kan u terugvinden in bijlage 2.

5 Bijlagen

5.1 Bijlage 1 – Tekstvoorstel TRDE met voorgestelde wijzigingen ten opzichte van het huidige TRDE in track changes

5.2 Bijlage 2 – Verdere toelichting bij de voorgestelde wijzigingen aan het TRDE

5.3 Bijlage 3 - Documenten stakeholderoverleg

De documenten van Bijlage 3 vindt u onze webpagina 'Overleg herziening Technische Reglementen': <https://www.vreg.be/nl/overleg-herziening-technische-reglementen-distributie>