

Advies

van de VREG van 24/11/2023

met betrekking tot het ontwerp van decreet tot wijziging van het Gerechtelijk Wetboek, het decreet van 5 april 1995 houdende algemene bepalingen inzake milieubeleid en het Energiedecreet van 8 mei 2009, wat betreft de uitbreiding van het EU-ETS tot scheepvaart, het invoeren van een apart EU-ETS2, netbeheer en energie-efficiëntie, zoals principieel goedgekeurd door de Vlaamse regering op 27 oktober 2023.

Inhoud

Inleiding	3
Bespreking	3
1 Afbakening van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit (art. 18).....	3
2 Productie van elektriciteit en thermische energie door de netbeheerders (art. 19).....	4
3 Veiligheid van het elektriciteits- en aardgasdistributienet, het plaatselijk vervoernet van elektriciteit en warmte- en koudenetten (art. 20-22, 29-30 en 48).....	5
4 Opheffing beperking aansluitingskosten aardgas en WKK (art. 23 en 34).....	9
5 Wijzigingen aan de bepalingen rond de investeringsplannen (art. 24 en 49)	9
6 Invoering van een tweejaarlijks databeheersplan (art. 25 en 49).....	13
7 Niet-communicerende digitale meter (art. 26).....	14
8 Transparantie groenestroomcertificaten, warmtekrachtcertificaten en garanties van oorsprong (art. 31 en 33)	18
9 Leverancierswissel binnen 24 u (art. 28).....	18
10 Omzetting AFIR	20
11 Meerdere (terug)leveringscontracten op één toegangspunt	22
12 Toezicht op de prerogatieven van de netbeheerder.....	23
Conclusie.....	25

Inleiding

De VREG ontving op 27 oktober 2023 de vraag van de Vlaamse minister, bevoegd voor het energiebeleid, om binnen een termijn van 30 dagen een advies te verlenen bij [het ontwerp van decreet tot wijziging van het Gerechtelijk Wetboek, het decreet van 5 april 1995 houdende algemene bepalingen inzake milieubeleid en het Energiedecreet van 8 mei 2009, wat betreft de uitbreiding van het EU-ETS tot scheepvaart, het invoeren van een apart EU-ETS2, netbeheer en energie-efficiëntie](#), zoals principiële goedgekeurd door de Vlaamse regering op 27 oktober 2023. (hierna “Ontwerpdecreet”).

Bij het Ontwerpdecreet is een [memorie](#) en [nota aan de Vlaamse Regering](#) gevoegd.

Het Ontwerpdecreet bevat bepalingen inzake de uitbreiding van het EU Emissions Trading System (EU-ETS) tot de scheepvaart, het invoeren van een apart EU-ETS2, energiebesparing bij overheidsinstanties en administratieve boetes die door VEKA opgelegd kunnen worden. Deze materies behoren niet tot het activiteitendomein van de VREG. Wij hebben hierover dan ook geen bedenkingen geformuleerd.

Een aantal andere artikelen behoren wel tot ons activiteitendomein. Hieronder kunnen onze bedenkingen hierbij teruggevonden worden.

Bespreking

1 Afbakening van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit (art. 18)

Artikel 18 voorziet volgende toevoegingen (in het vet) aan het bestaande artikel 4.1.2, vierde lid, van het Energiedecreet:

*“Op eigen initiatief of op verzoek van de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit **of een elektriciteitsdistributienetbeheerder wat betreft zijn geografisch aaneensluitend afgebakend gebied** kan de VREG de lijst wijzigen van het geheel van elektrische leidingen en installaties die het plaatselijk vervoernet van elektriciteit uitmaken, als vermeld in het eerste lid. **De VREG onderwerpt de lijst, vermeld in het eerste lid, minstens om de tien jaar en voor het eerst tegen 1 juli 2025 aan een evaluatie en wijzigt daarbij waar nodig de samenstelling ervan.**”*

Het is inderdaad nuttig dat de netbeheerders zelf (zowel de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit of een elektriciteitsdistributienetbeheerder) een initiatiefrecht hebben in het kader van het actueel houden van de afbakening van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit. Die afbakening is inderdaad geen statisch gegeven, en een regelmatige update is dan ook opportuun.

We onderschrijven de nood aan een goede en duidelijke afbakening tussen het elektriciteitsdistributienet, enerzijds, en het plaatselijk vervoernet van elektriciteit, anderzijds, omwille van de toewijzing van bevoegdheden ten aanzien van deze netten aan de respectievelijke netbeheerders, en de geldende rechten en plichten ten aanzien van de netgebruikers van deze netbeheerders.

De omvang van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit kan inderdaad wijzigen doordat bepaalde onderdelen van dat net na verloop van tijd niet meer als voornaamste functie hebben: het vervoer van elektriciteit naar de elektriciteitsdistributienetten (cfr. memorie van toelichting), maar tevens omdat er nieuwe onderdelen in dienst worden gesteld, of bestaande onderdelen uit dienst gesteld worden. Als nieuwe onderdelen niet toegevoegd worden aan de lijst die de afbakening van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit uitmaakt, zijn dit *de iure* onderdelen die tot het distributienet behoren, met alle rechtsgevolgen van dien. Ook daarom is een actueel houden van de lijst inderdaad belangrijk. Een 10-jaarlijkse evaluatie lijkt ons dan ook zeer aannemelijk.

De vaststelling van de omvang van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit gebeurde initieel bij beslissing [BESL-2011-14](#), en werd in 2014 volledig herzien bij beslissing [BESL-2014-14](#).

In kader van de heraanwijzing van Elia Transmission Belgium als beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit wordt de omvang van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit nagezien. Dit zal leiden tot de vaststelling van de actuele omvang, dus tot een nieuwe beslissing tot vaststelling van de omvang van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit. In die optiek zal de lijst een eerste evaluatie ondergaan hebben tegen 1 juli 2025.

De VREG heeft bijgevolg **geen opmerkingen** bij de voorgestelde wijziging.

2 Productie van elektriciteit en thermische energie door de netbeheerders (art. 19)

De VREG heeft ook **geen bedenkingen bij de wijzigingen opgenomen in artikel 19, 1° en 2°**. Het betreft inderdaad het breder herformuleren van de bestaande regeling en het eenvormiger maken van de verplichtingen ter zake van enerzijds elektriciteitsdistributienetbeheerders en anderzijds de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit.

De VREG heeft **wel bedenkingen bij de uitbreiding van de mogelijkheid voor de netbeheerders om activiteiten te ondernemen inzake thermische energie**. Met name worden volgende aanpassingen voorgesteld aan artikel 4.1.8, §2, tweede en derde lid, van het Energiedecreet:

“In afwijking van het eerste lid kunnen een distributienetbeheerder, zijn werkmaatschappij of hun dochtervennootschappen die rechtspersoonlijkheid hebben, activiteiten ondernemen voor de productie van thermische energie of participeren in een rechtspersoon die actief is in de productie van thermische energie voor zover deze activiteit tijdelijk is.

*De maximale tijdsperiode waarbinnen de distributienetbeheerder, zijn werkmaatschappij of hun dochtervennootschappen die rechtspersoonlijkheid hebben, de activiteiten, vermeld in het tweede lid, kunnen ondernemen, bedraagt **vijf tien** jaar. Deze termijn van **vijf tien** jaar kan*

*evenwel op basis van een grondig onderbouwde motivatie ~~maximaal driemaal met twaalf telkens met zestig maanden verlengd worden. De gecumuleerde looptijd van de verlengingen kan echter nooit de originele afschrijvingstermijn die van toepassing is op de betrokken activa overschrijden.~~ De Vlaamse Regering bepaalt de nadere regels aangaande de uitvoering van deze uitzondering **en houdt hierbij rekening met de gevolgen voor de marktwerking.**"*

De mogelijkheid tot het uitoefenen van de taak van warmteproductie, thans reeds decretaal bepaald, wordt krachtens dit ontwerpdecreet verruimd. Dit terwijl deze taak geen 'kerntaak' is, en bijgevolg in strijd is met art. 31, lid 10 en art. 40, lid 8 van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn. Het gaat immers om een taak die niet genoemd is in de Elektriciteitsrichtlijn en in Verordening (EU) 2019/943, en waarvan evenmin vaststaat dat zij noodzakelijk is met het oog op de uitvoering van de kernactiviteiten. Deze noodzakelijkheidstoets moet nog uitgevoerd worden door de regulator, dus de VREG. Zie hieromtrent ons eerdere advies over het kerntakendebat van de DNB's: [ADV-2023-04](#) (p. 26).

De (verruimde) mogelijkheid voor de netbeheerder tot het opnemen van de rol als warmteproducent wordt als volgt gemotiveerd: *"Deze verlenging van de rol van de netbeheerder is noodzakelijk voor co-investeringen om projecten gemakkelijker te starten en om een meer 'level playing field' te creëren."* Deze motivering toont echter geenszins de noodzaak voor de uitoefening van de zogenaamde kerntaken van de netbeheerder aan. Eventuele beleidsmatig noodzakelijk geachte co-investeringen moeten o.i. dan ook niet gerealiseerd worden door toelating tot het opnemen van de rol van warmteproducent door de netbeheerder. We stellen ons bovendien de vraag of deze toewijzing het gelijke speelveld wel dient, dan wel – in tegendeel – ontwricht. Het feit dat bij het bepalen van de nadere regels aangaande de uitvoering van deze mogelijke taak van de netbeheerder, door de Vlaamse regering, rekening gehouden moet worden "met de gevolgen voor de marktwerking" lijkt aan te tonen dat het risico op ontwrichting van het gelijke speelveld als een reëel risico wordt beschouwd, en terecht.

We menen dus dat de voorgestelde wijzigingen van artikel 4.1.8, §2, tweede en derde lid, van het Energiedecreet **beter geschikt** kunnen worden. Minstens zou bepaald moeten worden dat de netbeheerders geen rol als warmteproducent mogen opnemen bij nieuwe warmtenetten, noch hun warmteproductie mogen opvoeren bij uitbreidingen van bestaande netten.

3 Veiligheid van het elektriciteits- en aardgasdistributienet, het plaatselijk vervoernet van elektriciteit en warmte- en koudenetten (art. 20-22, 29-30 en 48)

3.1 Voorgestelde regeling

Krachtens artikel 21 van het Ontwerpdecreet wordt voorzien in de invoering van een artikel 4.1.11/8 in het Energiedecreet. Dit artikel stelt dat de Vlaamse Regering, op gezamenlijk voorstel van de aardgasdistributienetbeheerders en na overleg met de VREG, beslist over de goedkeuring van een veiligheidscode met maatregelen die noodzakelijk zijn om de veiligheid van het *aardgasdistributienet* te garanderen.

Een gelijkaardige regeling is – krachtens artikel 22 van het Ontwerpdecreet – voorzien voor de veiligheid van het *elektriciteitsdistributienet* en het *plaatselijk vervoernet van elektriciteit*. Ook dit

zal moeten worden goedgekeurd door de Vlaamse Regering, en dit op gezamenlijk voorstel van de elektriciteitsdistributienetbeheerders en de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit, Elia, en na overleg met de VREG.

In de memorie van toelichting (p. 6) wordt de achtergrond bij deze bepalingen toegelicht:

"De Raad van State stelde in haar advies nr. 70.190/VR dat overeenkomstig artikel 6, §1, VII, eerste lid, b), van de BWHI blijktbaar dat veiligheidsmaatregelen betreffende de installaties die de netactiviteit van gasdistributie ondersteunen, tot de bevoegdheid van de gewesten moet worden gerekend, en dat federaal sinds de BWHI niet langer hiervoor bevoegd is. Tot dit advies werd er door zowel de federale overheid als de gewesten van uitgegaan dat de veiligheid van gasdistributie een federale materie was.

Het voormelde advies nr. 70.190/VR van 8 november 2021 werd door de federale overheid pas in de loop van 2023 aan de gewesten bezorgd met de boodschap dat zij niet langer zouden instaan voor dergelijke veiligheid (ook niet te velde qua handhaving) op distributieniveau, wat ze tot op heden deden. Het is dan ook noodzakelijk dat hierover een eigen gewestelijk regelgevend kader wordt opgesteld.

Parallel hiermee worden ook gelijkaardige rechtsgronden gecreëerd met betrekking tot de distributie van elektriciteit, warmte en koude. Een gelijkaardige redenering als die de Raad van State met betrekking tot aardgas voerde kan immers op grond van artikel 6, §1, VII, eerste lid, a) en d) van de BWHI ook met betrekking tot die specifieke energievormen worden doorgetrokken."

Het is niet duidelijk of de gewesten en federale overheid onderzocht hebben of zij hun respectievelijke bevoegdheden inzake de veiligheid van elektriciteits- en gasnetten gezamenlijk kunnen uitvoeren via het afsluiten van een samenwerkingsakkoord.

De VREG merkt op dat in artikel 21 gesproken wordt van "alle installaties voor aardgasdistributie in het Vlaamse Gewest", terwijl in artikel 22 sprake is van "alle installaties op het elektriciteitsdistributienet of op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit in het Vlaamse Gewest". Dit laatste zou suggereren dat de veiligheidscode ook de regels zou moeten bevatten die vandaag beschreven staan in het AREI. De Raad van State stelde echter duidelijk dat dit een federale bevoegdheid blijft.¹ De formulering van artikel 22 moet aangepast worden zodat duidelijk is dat het gaat om installaties die deel uitmaken van het elektriciteitsdistributienet of het plaatselijk vervoernet van elektriciteit.

Overeenkomstig artikel 48 van het Ontwerpdecreet dienen de aardgasdistributienetbeheerders en de elektriciteitsdistributienetbeheerders² uiterlijk op 1 juli 2025 de ontwerpen van de veiligheidscodes ter goedkeuring in bij de Vlaamse Regering. De (goedgekeurde) veiligheidscodes treden in werking na de bekendmaking ervan in het Belgisch Staatsblad.

¹ Advies Raad van State nr. 70.190/VR: "Voorts kan het door de gemachtigde aangevoerde parallelisme met het AREI niet worden gevolgd, nu die regeling eerder algemene productnormen betreft met betrekking tot elektrische installaties als dusdanig, gaande van elektrische leidingen, schakelaars en aansluitingspunten in woningen tot hoogspanningsinstallaties, veeleer dan – zoals het huidige ontwerp – specifieke voorschriften voor de aanleg en de exploitatie van distributienetten."

² De beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit lijkt vergeten in dit artikel 48.

In artikel 50 van het Ontwerpdecreet wordt gesteld dat de artikelen 20, 21 en 22 in werking treden op 1 januari 2026. Het is echter niet duidelijk hoe deze datum zich dan verhoudt tot de (uiterste) datum van 1 juli 2025, vermeld in artikel 48 van het Ontwerpdecreet.

In artikel 31 van het Ontwerpdecreet wordt bepaald dat de Vlaamse Regering, na advies van de VREG, een veiligheidscode kan vaststellen met technische maatregelen noodzakelijk voor de veiligheid van het *warmte- en koudenet*.³ In tegenstelling tot elektriciteit en gas, betreft het hier over een *mogelijkheid*, maar dus niet verplichting om een veiligheidscode vast te stellen.

3.2 Maatschappelijk belang veiligheid van de netten

Het bepalen en handhaven van de veiligheidsvereisten waaraan voldaan moet worden bij het ontwerp, de aanleg, de exploitatie en de ingebruikstelling van alle installaties voor elektriciteits- en aardgasdistributie en bij de uitvoering van werken door derden aan of in de nabije omgeving van deze installaties, zijn maatschappelijk gezien zeer belangrijke taken met ook uiterst belangrijke juridische en financiële risico's en verantwoordelijkheden bij gasontploffingen, elektrocuties,... met materiële en lichamelijke schade.

Het is bijgevolg ook zeer belangrijk om voldoende capaciteit en expertise op te bouwen en te voorzien in de administratie om de Vlaamse Regering bij te staan bij het bepalen van de juiste veiligheidsmaatregelen, in het belang van de veiligheid van de Vlaamse bevolking. Het is dan ook uiterst belangrijk dat voldoende expertise en capaciteit aanwezig is voor de controle op de naleving ervan.

Hierover wordt gesteld in de nota aan de Vlaamse Regering (p. 12):

“Er is ook een impact op het personeel van de Vlaamse overheid met betrekking tot de bevoegdheid aangaande distributieveiligheid waarvan nu pas omwille van een advies van de Raad van State over een ontwerp-KB duidelijk is geworden dat dit eigenlijk een gewestmaterie is. Over die impact zal een analyse worden opgemaakt met betrekking tot het in kaart brengen van de effecten aangaande zowel de inhoudelijke opvolging als de controle op de naleving van enerzijds de bestaande oude federale regelgeving als anderzijds de nieuw voorgestelde gewestelijke regels. Het VEKA gaat daarbij ook onderzoeken waar de controle op het naleven van de veiligheidsmaatregelen die gelden bij de aanleg en de exploitatie van de installatie voor gasdistributie binnen de Vlaamse overheid ingebed kan worden en hoe Vlaanderen deze activiteit moet organiseren. Daartoe zal het VEKA in overleg gaan met de federale dienst die nu verantwoordelijk is voor dit toezicht en met betrokken organisaties zoals Fluvius, Synergrid en de VREG.”

Het is belangrijk dat deze analyse dringend én kwaliteitsvol uitgevoerd wordt.

3.3 Geen rol voor de regulator

Het Ontwerpdecreet voorziet in dit alles een dubbele rol voor de VREG:

- 1) De opmaak en/of goedkeuring van de veiligheidscode zou moeten gebeuren na overleg met de VREG (voor elektriciteit en aardgas) of na advies van de VREG (voor warmte en koude).
- 2)

³ Er dient nog te worden opgemerkt dat artikel 31 grammaticaal niet correct lijkt.

3) De VREG zal instaan voor de handhaving van de naleving van de veiligheidscode.

In de memorie van toelichting staat er (p. 10): *“Wat de verplichtingen met betrekking tot de veiligheidscodes met betrekking tot de veiligheid van het distributienet, het plaatselijk vervoersnet van elektriciteit of een warmte- of koudenet, valt de handhaving van de naleving ervan onder de bevoegdheid van de VREG (cfr. de artikelen 13.3.1 en 13.3.2 van het Energiedecreet van 8 mei 2009).”*

In de nota aan de Vlaamse Regering (p. 12) staat er evenwel dat de VREG deze handhavingsrol zal uitoefenen *“in een overgangsfase”* en dit in afwachting van de uitvoering van een analyse naar de manier waarop deze bevoegdheid best wordt ingevuld.

De VREG meent dat hij **geen rol kan spelen** inzake de bepaling van deze veiligheidsvereisten en bij de controle hierop. Het opleggen van taken inzake de veiligheid van het net stelt de VREG, een autonome dienst met rechtspersoonlijkheid, en zijn bestuurders, **onnodig bloot aan juridische en financiële risico's**.

De VREG beschikt over geen enkele specifieke kennis omtrent veiligheidsvoorschriften met betrekking tot het elektriciteits- of aardgasdistributienet, en zou deze kennis dus eerst nog volledig moeten opbouwen om hierover te kunnen adviseren. Het lijkt weinig zinvol om te investeren in extra capaciteit en kennisverwerving hierover, parallel aan de kennis die opgebouwd moet worden in de administratie om de Vlaamse Regering bij te staan om deze regels met kennis van zaken goed te keuren.

De VREG merkt op dat deze materie tot voor kort uitgevoerd werd door de federale overheid. Ook daar gebeurde dat niet door de (federale) regulator, maar wel door de federale administratie (FOD Economie).

De VREG beschikt ook niet over inspectiediensten die “te lande” kunnen afstappen om werven of de werkzaamheden van aannemers in de buurt van distributieleidingen te controleren.

De vaststelling en controle van veiligheidsvereisten is geen taak die Europeesrechtelijk voorbehouden is voor de regulator. De vierde Elektriciteitsrichtlijn voorziet enkel in toezichtstaken voor de regulator inzake de zekerheid en betrouwbaarheid van het net.⁴

De memorie van toelichting stelt (p. 25): *“De veiligheidscode wordt gezamenlijk opgesteld door de netbeheerders (en wat elektriciteit betreft ook de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit) en dit in overleg met de VREG (bijv. om interferentie of tegenstrijdige bepalingen tussen enerzijds de veiligheidscode veiligheid en anderzijds het TRDE of TRDG te vermijden) en wordt vervolgens ter goedkeuring voorgelegd aan de Vlaamse Regering die deze kan goed- of afkeuren.”*

De technische reglementen, vastgesteld door de VREG, bevatten echter geen specifieke bepalingen rond de veiligheid van het net.⁵

⁴ Art. 59, 1, m) van de vierde Elektriciteitsrichtlijn

⁵ Er moet een onderscheid gemaakt worden tussen veiligheid van het net in de zin van zekerheid en betrouwbaarheid van het net (wat in het Engels aangeduid wordt als “security” van het net) en de veiligheid van het net ten aanzien van

De VREG meent dan ook dat volgende **wijzigingen aangebracht moeten worden** aan het Ontwerpdecreet:

- Schraping van de woorden “na overleg met de VREG” in de artikelen 21 en 22 en de woorden ‘na advies van de VREG” in artikel 31. De technische reglementen, vastgesteld door de VREG, bevatten immers geen specifieke bepalingen rond de veiligheid van het net.
- Aanpassing van artikel 3.1.3, 1°, a) van het Energiedecreet: “Om zijn missie waar te maken, vervult de VREG de volgende taken : ... a) het toezicht en de controle op de naleving van de bepalingen van titels IV, VI en hoofdstuk I tot en met IV van titel VII van dit decreet, **uitgezonderd afdeling VI/2 van titel IV, hoofdstuk I**, evenals de bijbehorende uitvoeringsbepalingen”. Hierdoor wordt verduidelijkt dat de VREG geen toezicht en controle dient uit te voeren op de veiligheidsvereisten, bedoeld in deze afdeling.
- Een gelijkaardige aanpassing dient te gebeuren aan punt h) van hetzelfde artikel: “h) het toezicht en de controle op de naleving van de bepalingen van titel IV/1 van dit decreet, **uitgezonderd afdeling I/1 van titel IV/1, hoofdstuk I**, alsook van de bijbehorende uitvoeringsbepalingen;”

4 Opheffing beperking aansluitingskosten aardgas en WKK (art. 23 en 34)

De VREG staat **positief** ten opzichte van de opheffing van de beperking van de aansluitingskosten voor aardgas (art. 23) en nieuwe WKK (art. 34). Dit zijn correcte maatregelen in het licht van de energietransitie.

5 Wijzigingen aan de bepalingen rond de investeringsplannen (art. 24 en 49)

5.1 Voorgestelde regeling

Volgende aanpassingen aan artikel 4.1.19 van het Energiedecreet worden aangebracht in het voorziene artikel 24 (aangeduid in het vet):

*“§ 1. De ontwikkeling van het distributienet en plaatselijk vervoernet van elektriciteit wordt gebaseerd op een transparant investeringsplan dat **tweejaarlijks door de distributienetbeheerder en tweejaarlijks door de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit bij de VREG wordt ingediend, telkens voor het net dat hij beheert.***

Het investeringsplan van de elektriciteitsdistributienetbeheerders bevat al de volgende elementen:

1° een gedetailleerde raming van de capaciteitsbehoeften van het net in kwestie en de

personen of zaken (wat in het Engels aangeduid wordt als ‘safety’). De technische reglementen bevatten enkel bepalingen rond de veiligheid van de netten, in de zin van “security”. De verantwoordelijkheid voor de “safety” van de netten wordt in de technische reglementen juist bij de netbeheerders gelegd (o.a. art.1.5.3 van het technisch reglement distributie elektriciteit: “§5. *De elektriciteitsdistributienetbeheerder kan te allen tijde, ongeacht of er sprake is van een noodsituatie, alle uitzonderlijke en tijdelijke maatregelen nemen die hij nodig acht in geval de aantasting van de fysieke integriteit van personen, of materiële schade, dreigt of hersteld moet worden.*”)

toekomstverwachtingen in verband met decentrale productie voor een periode van drie en tien jaar, met aanduiding van de onderliggende hypothesen;

2° een investeringsprogramma voor vernieuwing en uitbreiding van het net dat de elektriciteitsdistributienetbeheerders uitvoeren om aan de behoeften te voldoen. Het investeringsprogramma bevat al de volgende elementen:

a) de concreet geplande investeringen voor een periode van drie jaar en de geplande investeringen voor de langetermijnontwikkeling van het net voor een periode van tien jaar;

b) de belangrijkste infrastructuur die vereist is voor de aansluiting van nieuwe productiecapaciteit en nieuwe belasting, inclusief oplaadpunten voor elektrische voertuigen en snellaadinfrastructuur;

c) voorspellingen van de langetermijntrends,

3° een transparante kwantitatieve en kwalitatieve beschrijving van de flexibiliteitsdiensten of andere hulpbronnen, inclusief de onderliggende parameters, de assumpties en de locaties waar die diensten vereist zijn, waarvoor de elektriciteitsdistributienetbeheerders zelf aanvrager van flexibiliteit zijn, in de vorm van niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten en het beheer van lokale congestie binnen hun dekkingsgebied die voor een periode van drie jaar enerzijds en voor een periode van tien jaar anderzijds vereist zijn;

4° een transparante beschrijving van de toepassing van de methodologie, vermeld in artikel 4.2.1, § 2, 14°, waarmee een afweging wordt gemaakt tussen de aankoop van flexibiliteitsdiensten, in functie van het beheer van lokale congestie binnen hun eigen dekkingsgebied, en van niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten en een netinvestering;

5° het resultaat van de afweging, vermeld in punt 4° ;

6° een overzicht van en toelichting bij de investeringen die ~~in het afgelopen jaar de afgelopen twee jaar~~ uitgevoerd zijn;

7° de volumerapportering van activaties van flexibiliteitsdiensten op het elektriciteitsdistributienet in de afgelopen twee jaar die voorafgaan aan de indiening van het investeringsplan;

8° de ontwikkeling van diensten en maatregelen die het gebruik van flexibiliteit op het elektriciteitsdistributienet verhogen.

Het investeringsplan van de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit bevat al de volgende elementen:

~~1° voor een periode van drie en tien jaar een gedetailleerde raming van de huidige en toekomstige capaciteitsbehoeften van het net in kwestie en van decentrale productie met aanduiding van de onderliggende hypothesen. Het investeringsplan wordt gebaseerd op die ramingen en er wordt rekening gehouden met het potentiële gebruik van vraagrespons, flexibiliteit, elektriciteitsopslagfaciliteiten of andere hulpbronnen die kunnen dienen als alternatieven voor de uitbreiding van het net;~~

~~2° de belangrijkste infrastructuur die de eerstvolgende tien jaar aangelegd of vernieuwd moet worden en alle investeringen die al beslist zijn;~~

~~3° een overzicht van de nieuwe investeringen die de eerstkomende drie jaar gedaan moeten worden met een tijdschema voor alle investeringsprojecten;~~

~~4° efficiënte maatregelen om de doelmatigheid van het systeem te garanderen.~~

1° een gedetailleerde raming van de capaciteitsbehoeften van het net in kwestie en de toekomstverwachtingen in verband met decentrale productie voor een periode van drie en tien jaar, met vermelding van de onderliggende hypothesen;

2° een investeringsprogramma voor vernieuwing en uitbreiding van het net dat de beheerder van het plaatselijk vervoernet ⁶uitvoert om aan de behoeften te voldoen. Het

⁶ In de voorgestelde wijzigingen wordt ten onrechte niet consequent gesproken over de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit.

investeringsprogramma bevat al de volgende elementen:

a) de concreet geplande investeringen voor een periode van drie jaar en de geplande investeringen voor de langetermijnontwikkeling van het net voor een periode van tien jaar;

b) de belangrijkste infrastructuur die vereist is voor de aansluiting van nieuwe productiecapaciteit en nieuwe belasting, inclusief batterijopslag en snellaadinfrastructuur;

c) voorspellingen van de langetermijntrends;

3° een transparante kwantitatieve en kwalitatieve beschrijving van de flexibiliteitsdiensten of andere hulpbronnen, inclusief de onderliggende parameters, de assumpties en de locaties waar die diensten vereist zijn, waarvoor de beheerder van het plaatselijk vervoernet zelf aanvrager van flexibiliteit is, in de vorm van niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten en het beheer van lokale congestie binnen zijn dekkingsgebied die voor een periode van drie jaar enerzijds en voor een periode van tien jaar anderzijds vereist zijn;

4° een transparante beschrijving van de toepassing van de methodologie, vermeld in artikel 4.2.1, § 2, 14°, waarmee een afweging wordt gemaakt tussen de aankoop van flexibiliteitsdiensten, in functie van het beheer van lokale congestie binnen het eigen dekkingsgebied, en van niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten en een netinvestering;

5° het resultaat van de afweging, vermeld in punt 4°;

6° een overzicht van en toelichting bij de investeringen die in de afgelopen twee jaar uitgevoerd zijn;

7° de volumerapportering van activaties van flexibiliteitsdiensten op het plaatselijk vervoernet en op het distributienet door congestie op het plaatselijk vervoernet in de afgelopen twee jaar die voorafgaan aan de indiening van het investeringsplan;

8° de ontwikkeling van diensten en maatregelen die het gebruik van flexibiliteit op het plaatselijk vervoernet verhogen.

Het investeringsplan van de aardgasdistributienetbeheerders bevat de volgende elementen:

1° een gedetailleerde raming van de capaciteitsbehoeften van het net in kwestie en de toekomstverwachtingen in verband met decentrale productie voor een periode van drie en tien jaar, met aanduiding van de onderliggende hypothesen;

2° de concreet geplande investeringen voor een periode van drie jaar en de geplande investeringen voor de langetermijnontwikkeling van het net voor een periode van tien jaar, waarin rekening wordt gehouden met de langetermijnevoluties;

~~*3° een gedetailleerd plan van het aardgasdistributienet van de aardgasdistributienetbeheerder, met aanduiding van de bestaande aardgasleidingen per straat en eventueel met vermelding van de huisnummers;*~~

~~*4° een gedetailleerde lijst van het aardgasdistributienet van de aardgasdistributienetbeheerder, met aanduiding van de aardgasleidingen waarvan de aanleg in de drie daaropvolgende jaren gepland is, per straat en eventueel met vermelding van de huisnummers;*~~

~~*5° een overzicht van en toelichting bij de investeringen die in het afgelopen jaar de afgelopen twee jaar*~~ uitgevoerd zijn;

~~*6° het aantal aangesloten en het aantal aansluitbare wooneenheden en gebouwen op 1 januari van het jaar in kwestie.*~~

Het technisch reglement kan nader bepalen welke bijkomende informatie kan worden opgevraagd en op welke wijze de informatie ter beschikking wordt gesteld.

*§ 2. De distributienetbeheerder en de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit consulteren alle relevante netgebruikers, **de relevante gebruikers van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit** en de transmissienetbeheerder over het investeringsplan, vermeld in paragraaf 1.*

De distributienetbeheerder en de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit bezorgen de resultaten van de publieke consultatie, vermeld in het eerste lid, samen met het investeringsplan, vermeld in paragraaf 1, aan de VREG.

§ 3. Het investeringsplan, vermeld in paragraaf 1, wordt ter goedkeuring voorgelegd aan de VREG.

*De VREG maakt zijn beslissing binnen negentig dagen na de dag waarop hij het investeringsplan heeft ontvangen bekend of vraagt binnen dezelfde termijn bijkomende inlichtingen aan de netbeheerder. Als de VREG aan de netbeheerder bijkomende inlichtingen vraagt, wordt de termijn om een beslissing te nemen met ~~negentig~~ **dertig** dagen verlengd, vanaf de dag nadat de bijkomende inlichtingen werden gevraagd.*

De VREG kan, na overleg, de netbeheerder verplichten om het investeringsplan binnen een redelijke termijn aan te passen.

Het goedgekeurde investeringsplan wordt op de website van de netbeheerder bekendgemaakt. ...”

Artikel 49 van het Ontwerpdecreet bepaalt:

“Ter uitvoering van artikel 4.1.19 van het Energiedecreet van 8 mei 2009, zoals van kracht na de inwerkingtreding van artikel 24 van dit decreet, wordt het eerstvolgende investeringsplan, vermeld in artikel 4.1.19 van het Energiedecreet van 8 mei 2009, in het jaar 2025 ingediend. ”

5.2 Bedenkingen hierbij

De VREG **ondersteunt** een **tweejaarlijkse opmaak en evaluatie van de investeringsplannen** van de netbeheerders.

De ervaring van vandaag met de jaarlijkse investeringsplannen van de distributienetbeheerders ingediend in 2022 en 2023 leert dat deze te kort na elkaar vallen. Het onderzoek en beoordeling door de VREG van het jaarlijkse investeringsplan en de voorbereiding en opmaak door de distributienetbeheerder van het volgende jaarlijkse investeringsplan blijken elkaar te overlappen.

Als wordt overgegaan op een tweejaarlijkse indiening, dan moet er inderdaad ook voor gezorgd worden dat de investeringsplannen van de elektriciteitsdistributienetbeheerders en van de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit samen worden opgemaakt, publiek geconsulteerd en ingediend. Deze netbeheerders moeten binnen de uitdagende context van de energietransitie hun capaciteitsbehoeften en toekomstverwachtingen onderling met elkaar afstemmen.

Het is echter niet logisch dat, als de VREG aan de netbeheerder bijkomende inlichtingen vraagt, de termijn voor de VREG om een beslissing te nemen met dertig dagen - in plaats van de huidige negentig dagen - wordt verlengd, *vanaf de dag nadat de bijkomende inlichtingen werden gevraagd*.

Normaliter voorziet de VREG overeenkomstig artikel van 13.1.2, §3 van het Energiedecreet in een termijn waarin de ontbrekende informatie moet aangeleverd worden. De extra termijn van dertig dagen moet ingaan *vanaf de dag dat de VREG de bijkomende inlichtingen volledig heeft ontvangen*. Bovendien is mogelijk dat de aangeleverde inlichtingen voor de VREG nieuwe vragen oproepen, waarvoor opnieuw verduidelijking moet gevraagd worden.

De VREG meent dan ook dat de **formulering van het tweede lid van paragraaf 3 als volgt moet aangepast** worden (in het vet):

*“ De VREG maakt zijn beslissing binnen negentig dagen na de dag waarop hij het investeringsplan heeft ontvangen bekend of vraagt binnen dezelfde termijn bijkomende inlichtingen aan de netbeheerder. Als de VREG aan de netbeheerder bijkomende inlichtingen vraagt, wordt de termijn om een beslissing te nemen **telkens met dertig dagen verlengd vanaf de dag dat die bijkomende inlichtingen werden overgemaakt.** ”*

Als alternatief kan ook de huidige bepaling (negentig dagen) behouden blijven.

6 Invoering van een tweejaarlijks databeheersplan (art. 25 en 49)

In artikel 25 van het Ontwerpdecreet wordt voorzien in de invoering van een databeheersplan, dat tweejaarlijks moet worden opgesteld en publiek geconsulteerd door de distributienetbeheerder en de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit en ter goedkeuring moet worden voorgelegd aan de VREG.

Het databeheersplan moet volgende elementen bevatten:

“1° een gedetailleerde raming van de capaciteitsbehoeften van de systemen die ingezet worden ter ondersteuning van het netbeheer, de leveringsmarkt en flexibiliteit die gebaseerd is op de toekomstverwachtingen rond evoluties in deze behoeften, rekening houdend met evoluerende behoeften voor de opnamefrequentie en doorstuurfrequentie van de data, met vermelding van de onderliggende hypothesen;

2° een investeringsprogramma voor de aanpassing van de systemen dat de netbeheerder uitvoert om aan de behoeften te voldoen. Het investeringsprogramma bevat al de volgende elementen:

- a) de roadmap voor een periode van drie jaar en de geplande investeringen voor de langetermijnontwikkeling van de systemen voor het beheren van data voor een periode van tien jaar;*
- b) een toelichting bij de verschillende systemen in de dataketting;*
- c) voorspellingen van de langetermijntrends.”*

Artikel 49 van het Ontwerpdecreet bepaalt dat deze databeheersplannen voor het eerst dienen te worden ingediend in het jaar 2024, uiterlijk op 1 oktober.

De VREG **ondersteunt een tweejaarlijkse opmaak van deze databeheersplannen** door de netbeheerders, en de beoordeling hiervan door de VREG, **maar heeft nog bedenkingen bij de timing ervan.**

Het nieuw voorgestelde artikel 4.1.19/1, §1, laatste lid stelt dat de VREG via het technisch reglement nader kan bepalen welke bijkomende informatie gevraagd kan worden aan de distributienetbeheerder en de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit en op welke wijze de informatie ter beschikking wordt gesteld. Voor het opstellen van het rapporteringsmodel van het databeheersplan dient de VREG de nodige tijd te krijgen voor het doorlopen van de procedure voor het aanpassen van het Technisch Reglement voor de distributie van Elektriciteit, het Technisch Reglement voor de distributie Gas en het Technisch Reglement Plaatselijk Vervoernet van Elektriciteit. Dit, plus de tijd nodig voor interne kennisopbouw omtrent het databeheersplan, pleit voor een eerste indiening van het databeheersplan in 2025 in plaats van 2024.

Artikel 3.1.3, 4° van het Energiedecreet stelt dat de VREG volgende taak heeft: *“I) tweejaarlijks rapporteren aan de Vlaamse Regering over de naleving van de voorwaarden waaraan de netbeheerders zijn gebonden bij de uitoefening van hun activiteiten inzake databeheer op het distributienet, met inbegrip van de resultaten van de vijfjaarlijkse evaluatie”*. De timing van dit tweejaarlijks rapport en het databeheersplan dient best op elkaar afgestemd, zodat VREG in dat tweejaarlijks rapport zowel over de AS-IS situatie (naleving voorwaarden databeheer) als de TO-BE verwachtingen (beoordeling van het databeheersplan) kan rapporteren.

De VREG stelt bijgevolg voor om in artikel 49 van het Ontwerpdecreet in te schrijven dat deze **databeheersplannen voor het eerst moeten worden ingediend in het jaar 2025.**

Eind 2023 wordt het volgende tweejaarlijkse rapport databeheer gefinaliseerd. In het tweejaarlijks rapport dat eind 2025 zal worden opgemaakt, kan dan feedback gegeven worden over de beoordeling van de databeheersplannen, die dan in 2025 voor de eerste keer ingediend worden.

Hiernaast wensen we dezelfde opmerking, met ook dezelfde argumentatie, te maken als hierboven bij de investeringsplannen: de VREG meent dat de **formulering van het tweede lid van paragraaf 3** van het nieuwe art. 4.1.19/1. best nog als volgt **aangepast** wordt:

*“ De VREG maakt zijn beslissing binnen negentig dagen na de dag waarop hij het investeringsplan heeft ontvangen bekend of vraagt binnen dezelfde termijn bijkomende inlichtingen aan de netbeheerder. Als de VREG aan de netbeheerder bijkomende inlichtingen vraagt, wordt de termijn om een beslissing te nemen **telkens met dertig dagen verlengd vanaf de dag dat die bijkomende inlichtingen werden overgemaakt.** ”*

7 Niet-communicerende digitale meter (art. 26)

Artikel 26 van het Ontwerpbesluit voegt een nieuw lid toe aan artikel 4.1.22/3 van het Energiedecreet:

“Een digitale meter wordt als niet-communicerend beschouwd als hij niet op afstand uitleesbaar is door de distributienetbeheerder. Indien de meter niet-communicerend is door een probleem in de digitale meter, lost de distributienetbeheerder het communicatieprobleem op eigen initiatief of op vraag van de netgebruiker op binnen een door de Vlaamse Regering bepaalde termijn. Indien de meter niet-communicerend is door de locatie van de digitale meter in het gebouw of door de ligging van het gebouw waarin de digitale meter is geplaatst, lost de distributienetbeheerder het communicatieprobleem op als de netgebruiker hem daarom verzoekt en op voorwaarde dat er een technisch en economisch haalbare oplossing is. De Vlaamse Regering kan criteria opleggen voor de evaluatie van de technische en economische haalbaarheid. De distributienetbeheerder zorgt er in alle gevallen voor dat nooit meer dan 6% van de geplaatste digitale meters voor aardgas of 3% van de geplaatste digitale meters voor elektriciteit niet-communicerend zijn.”

De VREG zal moeten toezien op de naleving van deze bepalingen en percentages, conform zijn algemene toezichtsbevoegdheid op titel IV van het Energiedecreet (art. 13.3.1, §1, van het Energiedecreet).

De VREG is echter **niet overtuigd van de noodzaak of meerwaarde van dit voorstel.**

In het technisch reglement distributie elektriciteit zijn reeds duidelijke bepalingen opgenomen omtrent de mate van uitleesbaarheid van digitale meters en hoe daarmee moet worden omgegaan door de distributienetbeheerders, zowel bij plaatsing van de meter als nadien, in de marktprocessen.

Een goed uitleesbare digitale meter is vooral belangrijk voor afnemers die een dynamische prijscontract willen afsluiten of willen deelnemen aan energiedelen of peer-to-peerhandel van groene stroom.

De nu voorgestelde bepalingen stemmen niet altijd overeen met de bepalingen uit de huidige technische reglementen en zorgen in die zin voor **verwarring en een stap terug.**

Onze bedenkingen bij de voorgestelde regeling:

- *“Een digitale meter wordt als niet-communicerend beschouwd als hij niet op afstand uitleesbaar is door de distributienetbeheerder.”*

Deze definitie is niet in overeenstemming met artikel 3.2.6 §5 TRDE: *“Een op afstand uitleesbare kleinverbruiksmeetinrichting waarvan de kwaliteit van telecommunicatie onvoldoende performant is ter ondersteuning van de allocatiepuntconfiguratie zoals bepaald in Art. 4.2.13, §3 krijgt de status “niet communicerend” en wordt in het kader van dit reglement beschouwd als een niet op afstand uitleesbare kleinverbruiksmeetinrichting.”*

- *“Indien de meter niet-communicerend is door een probleem in de digitale meter, lost de distributienetbeheerder het communicatieprobleem op eigen initiatief of op vraag van de netgebruiker op binnen een door de Vlaamse Regering bepaalde termijn”.*

Deze bepaling is overbodig aangezien er hieromtrent al bepalingen mét termijn zijn opgenomen in het TRDE (art. 3.2.6 §6: *“Op vraag van de elektriciteitsdistributienetgebruiker dient de elektriciteitsdistributienetbeheerder een communicatieprobleem bij een op afstand uitleesbare kleinverbruiksmeetinrichting binnen de drie maanden na melding op te lossen. Mits afdoende motivatie kan de elektriciteitsdistributienetbeheerder van deze termijn afwijken. De kosten voor aanpassing of vervanging van de meetinrichting nodig om het communicatieprobleem op te lossen, worden gedragen door de elektriciteitsdistributienetbeheerder tenzij hij kan aantonen dat de oorzaak van het communicatieprobleem te herleiden is tot een aan de distributienetgebruiker toe te wijzen fout.”*). Ook in het TRDG is een dergelijke bepaling opgenomen (TRDG art. 3.2.6 §2).

- *“Indien de meter niet-communicerend is door de locatie van de digitale meter in het gebouw of door de ligging van het gebouw waarin de digitale meter is geplaatst, lost de distributienetbeheerder het communicatieprobleem op als de netgebruiker hem daarom verzoekt en op voorwaarde dat er een technisch en economisch haalbare oplossing is”.*
 - De voorgestelde regeling is een stap achteruit t.o.v. de al bestaande bepaling in het TRDE (artikel 3.2.6 §7: *“De netbeheerder informeert de netgebruiker schriftelijk indien de dataoverdracht bij een op afstand uitleesbare kleinverbruiksmeetinrichting niet mogelijk is waardoor de meetinrichting de status “niet communicerend” krijgt, volgens de definitie in Art. 3.2.6 §5. In deze communicatie licht de netbeheerder toe wat de gevolgen hiervan zijn alsook de stappen die de netgebruiker kan nemen om het communicatieprobleem te laten verhelpen, zoals bepaald in Art. 3.2.6 §6.”*). De distributienetbeheerder moet de distributienetgebruiker volgens het technisch reglement dus duidelijk schriftelijk informeren over het feit dat hij geen dynamisch contract zal kunnen afsluiten wegens een onvoldoende performante communicatie voor de uitlezing van kwartierwaarden, en dat om dezelfde reden ook energiedelen en peer-to-peer onmogelijk zijn. In de bepaling uit het Ontwerpdecreet is niet voorzien dat de netgebruiker op de hoogte wordt gebracht van de gevolgen van het niet-communicerend zijn van de digitale meter.
 - In het Ontwerpdecreet wordt gesteld dat er een *“technisch en economisch haalbare oplossing”* kan zijn om de meter van op afstand uitleesbaar te maken, maar dat de netbeheerder die oplossing alleen moet uitvoeren als de distributienetgebruiker erom vraagt. Als er een technisch en economisch haalbare oplossing is om de meter uitleesbaar te maken, zou die toch automatisch voorzien moeten worden. Het verzoek van de distributienetgebruiker lijkt in dat geval overbodig. De voorgestelde bepaling kan er zelfs toe leiden dat de distributienetbeheerder discriminatoir gedrag zal vertonen, nl. als hij de *“technisch en economisch haalbare oplossing”* elders wel zelf voorziet, zonder vraag van de netgebruiker, bijvoorbeeld opdat hij een voldoende aantal communicerende digitale meters zou bereiken (zie hieronder).
 - We wijzen ook op artikel 4.4.2. van het Energiedecreet dat stelt dat iedere afnemer het recht heeft om een actieve afnemer te worden en hiervoor een gepaste digitale meter moet krijgen (*“een meter die de afgenomen energie en de*

energie die ... wordt geïnjecteerd, afzonderlijk meet, en waarvan de meetwaarden minstens elke onbalansverrekeningsperiode geregistreerd worden en verwerkt worden bij de allocatie conform de technische reglementen”). Voor bijvoorbeeld energiedelen en peer-to-peerhandel van groene stroom is een uitleesbare digitale meter met registratie van kwartierwaarden vereist. De vraag is of de regeling in voorliggend artikel niet in conflict is met dit artikel 4.4.2, omdat de distributienetbeheerder het communicerend maken van de digitale meter – voorlopig naar eigen inzicht - kan weigeren.

- *“De Vlaamse Regering kan criteria opleggen voor de evaluatie van de technische en economische haalbaarheid”*
 - Het voorstel is een stap achteruit. In artikel 3.2.6 §6 en §7 van het TRDE wordt aan de distributienetbeheerder gevraagd om een door de distributienetgebruiker gemeld communicatieprobleem telkens op te lossen.
 - Het is niet duidelijk of er uiteindelijk criteria door de Vlaamse Regering zullen opgelegd worden en hoe de distributienetbeheerder ondertussen kan optreden. Het lijkt ons moeilijk om correcte criteria voor “technisch en economisch haalbaar” op te maken. Idealiter houden ze rekening met een kosten-baten analyse waarbij o.i. ook rekening zou moeten gehouden worden met de maatschappelijke baten van distributienetgebruikers die actieve afnemers worden, die bijvoorbeeld hun flexibiliteit expliciet of impliciet wensen te valoriseren en hiervoor een uitleesbare digitale meter nodig hebben.
 - De VREG ziet momenteel geen behoefte aan van hogerhand opgelegde abstracte criteria. De distributienetbeheerder kan intern zelf ook operationele regels opstellen betreffende connectiviteit van de meters. We blijven voorstander van een case-by-case aanpak door de distributienetbeheerder, waarbij een eventueel ontevreden distributienetgebruiker bemiddeling door de regulator of ombudsman kan invoeren.

- *“De distributienetbeheerder zorgt er in alle gevallen voor dat nooit meer dan 6% van de geplaatste digitale meters voor aardgas of 3% van de geplaatste digitale meters voor elektriciteit niet-communicerend zijn.”*
 - Het is ons niet duidelijk wat de redenering of het maatschappelijk belang achter de voorgestelde cijfers is en of ze in verhouding staan tot de hoger vernoemde nog op te maken criteria voor “technisch en economisch haalbaar”.
 - Het lijkt logisch dat het percentage digitale gasmeters dat niet communiceert hoger ligt dan het percentage digitale elektriciteitsmeters dat niet communiceert, aangezien er voor de gasmeter eerst bijkomend communicatie nodig is met de (communicerende) elektriciteitsmeter. Het is echter onduidelijk waarop het percentage van 6% voor digitale gasmeters gebaseerd is.
 - We wensen op te merken dat stimulansen ook nadelige effecten kunnen hebben. Een nadelig effect zou hier kunnen zijn dat een distributienetbeheerder, zodra hij

de streefcijfers heeft bereikt, minder prikkel kan voelen om defecte meters opnieuw communicerend te maken.

- Een deel van het aantal digitale elektriciteitsmeters dat niet communiceert staat niet onder spanning en is dus niet-actief. Deze niet-actieve meters hebben dus geen op te lossen communicatieproblemen. Volgens recente cijfers zijn er ongeveer 1,8% niet-actieve meters binnen de 2,9% niet-communicerende meters. Als de niet-actieve meters inbegrepen is in het voorgestelde maximaal percentage niet-communicerende meters, lijkt het niet realistisch te eisen dat de netbeheerder het aantal niet-communicerende digitale elektriciteitsmeters onder 3% houdt.

De VREG meent dat artikel 26 **beter volledig geschrapt** kan worden.

8 Transparantie groenestroomcertificaten, warmtekrachtcertificaten en garanties van oorsprong (art. 31 en 33)

In de artikelen 31 en 33 van het Ontwerpdecreet wordt de VREG de verplichting opgelegd om, per rechtspersoon, jaarlijks het aantal toegekende steuncertificaten en garanties van oorsprong te publiceren, evenals o.a. de minimumsteunwaarde ervan. De VREG heeft een decretaal vastgestelde geheimhoudingsplicht en kan op dit moment hierover geen transparantie bieden.

De VREG wenst hierbij nog de volgende bedenkingen te maken:

- De goedkeuring van het voorliggende Ontwerpdecreet kan ten vroegste verwacht worden in de loop van 2024. De kans dat dit nog voor 31 januari 2024 zal zijn, is wellicht zeer beperkt. De eerste publicatie van de opgelegde cijfers zal dus wellicht op 31 januari 2025 dienen te gebeuren.

De Vlaamse Regering stemde recent principieel in met een ontwerpdecreet waarin de overdracht voorzien is van de toekenning van steuncertificaten en garantie van oorsprong en het beheer van de centrale databank hiervan van VREG naar VEKA.⁷ De publicatieverplichting zal in lijn moeten gebracht worden met deze overdracht. De VREG kan deze gegevens niet publiceren als zij niet meer instaat voor deze taken.

- Op 31 januari zullen nog niet alle steuncertificaten en garanties voor de productie tijdens het voorgaande jaar zijn toegekend, o.a. omwille van vertraging bij rapporteringen, rechtzettingen... Het jaar daarop zal wellicht wel het juiste aantal gepubliceerd kunnen worden. In ieder geval moet er rekening worden gehouden met het feit dat de te publiceren cijfers wellicht geen definitieve cijfers zullen zijn voor het afgelopen jaar (of zelfs afgelopen jaren).

9 Leverancierswissel binnen 24 u (art. 28)

In artikel 28 van het Ontwerpdecreet wordt voorgesteld om artikel 4.4.1, tweede en (nieuw) derde lid van het Energiedecreet als volgt te wijzigen (toevoegingen in het vet):

⁷ Zie hierover ons advies [ADV-2023-06](#).

*“Als een afnemer wil veranderen van leverancier, aggregator of dienstverlener van flexibiliteit, wordt dat, als hij zich houdt aan de contractuele voorwaarden, geregeld binnen ten hoogste drie weken vanaf de datum van het verzoek van de afnemer aan de leverancier door de betrokken netbeheerder. Vanaf 1 januari 2026 neemt het technische proces van verandering van leverancier niet langer dan 24 uur in beslag en is die verandering op elke werkdag mogelijk **voor afnemers met een communicerende digitale of elektronische meter**. Onder werkdag wordt elke dag van de week verstaan, behalve zaterdag, zondag en wettelijke en decretale feestdagen.”*

Met behoud van de toepassing van de termijnen opgenomen in het tweede lid, kan een afnemer uitdrukkelijk verzoeken aan zijn leverancier om het technische proces van verandering op een latere datum te laten ingaan. ”

In de memorie van toelichting staat hierbij volgende toelichting:

“Via dit artikel wordt de huidige bepaling in artikel 4.4.1 van het Energiedecreet van 8 mei 2009 verfijnd die stelt dat het technisch proces van leverancierswissels vanaf 1 januari 2026 niet langer dan 24 uur in beslag mag nemen.

Om een leverancierswissel mogelijk te maken moet onder meer een wisselmeterstand bepaald worden. Enkel voor communicerende digitale of elektronische meters kan dit snel genoeg gebeuren om het technische proces van de wissel binnen de 24 uur uit te voeren. Technisch is de vereiste dus enkel onder die voorwaarde realiseerbaar. De vereiste is een omzetting van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn (Electricity Market Directive). Die vermeldt in de recitals:

“Kortere overstaptijden zetten consumenten er waarschijnlijk toe aan om te zoeken naar betere energiecontracten en over te stappen op een andere leverancier. Het toegenomen gebruik van informatietechnologie moet het mogelijk maken dat uiterlijk in 2026 het technische overstapproces waarbij een nieuwe leverancier op een meetpunt bij de marktdeelnemer wordt geregistreerd, op werkdagen normaliter binnen 24 uur wordt afgerond. Niettegenstaande de andere fasen die in het overstapproces moeten worden doorlopen voordat met het technische overstapproces kan worden begonnen, draagt de garantie dat dit technische overstapproces uiterlijk op die datum binnen 24 uur kan plaatsvinden, ertoe bij dat de overstaptijd tot een minimum wordt beperkt, hetgeen mede leidt tot een grotere betrokkenheid van de consument en tot concurrentie op detailhandelniveau. Hoe dan ook mag het overstapproces in totaal niet meer dan drie weken in beslag nemen vanaf de datum van de aanvraag van de afnemer.”

De verwijzing naar het toegenomen gebruik van informatietechnologie verwijst onder meer ook naar de uitrol van de digitale meter.

Bij de omzetting in de andere regio's werd hiermee rekening gehouden.

- *In Brussel geldt de bepaling enkel voor klanten met een slimme meter: “Uiterlijk op 1 januari 2026 moet de technische procedure voor het veranderen van leverancier voor elke eindafnemer met een slimme meter binnen 24 uur worden uitgevoerd op elke werkdag.”;*

- *In het Waalse Gewest geldt de bepaling voor klanten met een communicerende meter waarvoor de communicatie geactiveerd is: “Au plus tard en 2026, la procédure technique de changement de fournisseur ou d'acteur du marché pratiquent l'agrégation est effectuée en 24 heures au plus pour les utilisateurs équipés d'un compteur communicant dont la fonction communicante est activée ou d'un compteur qui transmet les données de comptage sous forme électronique.”.*

Netgebruikers die nog over een analoge meter zouden beschikken maar wensen te beschikken over de functionaliteit om binnen 24 uur het technische proces van verandering van leverancier te doorlopen, kunnen kosteloos een digitale meter aanvragen bij de netbeheerder. Tot slot wordt via een nieuw derde lid geëxpliciteerd dat onverminderd de termijnen opgenomen in het tweede lid, een afnemer echter uitdrukkelijk kan verzoeken aan zijn leverancier om het technische proces van verandering op een latere datum te laten ingaan. In de praktijk kan iemand immers een nieuw contract afsluiten, maar vragen aan zijn leverancier om de levering pas op een latere datum te laten starten.”

De VREG snapt dat een leverancierswissel binnen de 24 uur niet steeds mogelijk is zonder een communicerende meter, aangezien het bepalen van de wisselmeterstand niet steeds eenduidig kan gebeuren op deze korte termijn. **De VREG kan daarom het voorstel volgen.** We begrijpen weliswaar dat het uitdrukkelijk verzoek van de afnemer om het technische proces van verandering op een latere datum te laten ingaan, aan zijn nieuwe leverancier moet overgemaakt worden en niet als een contractuele afspraak kan aangegaan zijn met de bestaande leverancier.

Aangezien het voorliggend Ontwerpdecreet wellicht één van de laatste kansen biedt om in de komende maanden bepalingen op te nemen in het Energiedecreet, wenst de VREG drie extra tekstvoorstellen voor opname in het Ontwerpdecreet aan te brengen:

10 Omzetting AFIR

Op 13 september 2023 werd de verordening (EU) 2023/1804 betreffende de uitrol van infrastructuur voor alternatieve brandstoffen en tot intrekking van Richtlijn 2014/94/EU goedgekeurd (hierna afgekort tot “AFIR”).

De VREG wenst de aandacht te vestigen op artikel 15 van deze verordening. Deze stelt:

“3. Uiterlijk op 30 juni 2024 en vervolgens om de drie jaar beoordelen de lidstaten hoe de uitrol en exploitatie van laadpunten elektrische voertuigen in staat zouden kunnen stellen een grotere bijdrage te leveren aan de flexibiliteit van het energiesysteem, onder meer door hun deelname aan de balanceringsmarkt, en aan de verdere toename in het gebruik van hernieuwbare elektriciteit. In die beoordeling wordt rekening gehouden met alle types openbare en particuliere laadpunten, ook die welke slim en bidirectioneel laden aanbieden, en met alle laadvermogens, en worden aanbevelingen gedaan in termen van type laadpunt, ondersteunende technologie en geografische spreiding om de gebruikers beter in staat te stellen hun elektrische voertuigen in het systeem te integreren. In die beoordeling worden passende maatregelen aangeduid die moeten worden uitgevoerd om te voldoen aan de vereisten van deze verordening, met inbegrip van maatregelen om de samenhang van de

infrastructuurplanning met de bijbehorende netplanning te waarborgen. Bij die beoordeling wordt rekening gehouden met de inbreng van alle belanghebbenden en de beoordeling wordt openbaar gemaakt. Elke lidstaat kan zijn regulerende instantie verzoeken die beoordeling uit te voeren. Op basis van de resultaten van die beoordeling nemen de lidstaten zo nodig passende maatregelen voor de uitrol van extra laadpunten en vermelden zij die maatregelen in het nationale voortgangsverslag als bedoeld in lid 1 van dit artikel. De systeembeheerders houden rekening met de beoordeling en de maatregelen in de in artikel 32, lid 3, en artikel 51 van Richtlijn (EU) 2019/944 bedoelde netontwikkelingsplannen.

4. Op basis van de input van transmissie- en distributiesysteembeheerders beoordeelt de regulerende instantie van een lidstaat uiterlijk op 30 juni 2024 en vervolgens om de drie jaar de potentiële bijdrage van bidirectioneel laden aan de vermindering van de gebruikers- en systeemkosten en de toename van het aandeel van hernieuwbare elektriciteit in het elektriciteitssysteem. Die beoordeling wordt openbaar gemaakt. Op basis van de resultaten van die beoordeling nemen de lidstaten zo nodig passende maatregelen om de beschikbaarheid en geografische spreiding van punten voor bidirectioneel laden op particuliere plaatsen bij te sturen en nemen zij die maatregelen op in hun nationaal voortgangsverslag als bedoeld in lid 1." (eigen onderlijning)

Lid 4 van artikel 15 legt dus een nieuwe taak op aan de VREG: het driejaarlijks beoordelen van de potentiële bijdrage van bidirectioneel laden aan de vermindering van de gebruikers- en systeemkosten en de toename van het aandeel van hernieuwbare elektriciteit in het elektriciteitssysteem.

Lid 3 van dit artikel voorziet dat de lidstaat de in dit lid voorziene taak kan opleggen aan de regulator, met name het driejaarlijks beoordelen hoe de uitrol en exploitatie van laadpunten elektrische voertuigen in staat zouden kunnen stellen een grotere bijdrage te leveren aan de flexibiliteit van het energiesysteem en aan de verdere toename in het gebruik van hernieuwbare elektriciteit.

Indien het Vlaamse Gewest van plan is om deze taak op te leggen aan de VREG, lijkt het aangewezen om dit zo snel mogelijk in de regelgeving op te nemen, gezien de in lid 3 opgenomen deadline van 30 juni 2024.

De VREG staat positief ten opzichte van de toekenning van deze nieuwe taken. Dit zou bijvoorbeeld kunnen gebeuren door aan artikel 3.1.3, 1°, van het Energiedecreet van de VREG een lid v) toe te voegen dat luidt als volgt:

"v) het uitvoeren van de beoordelingen en het aanduiden van mogelijke passende maatregelen, vermeld in de leden 3 en 4 van artikel 15 van de verordening (EU) 2023/1804 van 13 september 2023 betreffende de uitrol van infrastructuur voor alternatieve brandstoffen en tot intrekking van Richtlijn 2014/94/EU. "

Bijkomend lijkt het aangewezen om de netbeheerder op te leggen om bij de inschatting van de langetermijntrends voor de opmaak van zijn investeringsplan, ook rekening te houden met de potentiële bijdrage van elektrische voertuigen, en meer specifiek bidirectioneel laden aan de flexibiliteit van het energiesysteem, de vermindering van de gebruikers- en systeemkosten en de toename van het aandeel van hernieuwbare elektriciteit in het elektriciteitssysteem.

Dit kan door in artikel 24 van het Ontwerpdecreet nog volgende toevoeging (in het vet) op te nemen in artikel 4.1.19, §1, tweede lid, 2°, c):

“Het investeringsplan van de elektriciteitsdistributienetbeheerders bevat al de volgende elementen: ...

*c) voorspellingen van de langetermijntrends, **onder meer inzake de potentiële bijdrage van elektrische voertuigen en, specifiek, bidirectioneel laden aan de flexibiliteit van het energiesysteem, de vermindering van de gebruikers- en systeemkosten en de toename van het aandeel van hernieuwbare elektriciteit in het elektriciteitssysteem;**”.*

11 Meerdere (terug)leveringscontracten op één toegangspunt

We stellen vast dat elektrische voertuigen meer en meer ingeburgerd geraken. Deze toestellen kunnen een belangrijke mate van flexibiliteit bieden voor de elektriciteitsnetten en -markten. Een eigenaar van een elektrische wagen met de mogelijkheid om hem op te laden (of te laten opladen) op momenten van lage(re) prijzen, zal hiervan gebruik willen maken. De klant zal een afzonderlijk dynamisch contract willen afsluiten. Vandaag komt de distributienetbeheerder hiervoor een bijkomende digitale meter plaatsen, naast en in parallel met de al bestaande digitale meter, met bijhorende periodieke tarifaire afrekening. Er groeit een nood aan een meer logische configuratie waarbij gewerkt kan worden met een submeter.

De wagens zijn zgn. ‘regelbare toepassingen’, waarvoor het vereist is dat een afnemer in de mogelijkheid moet zijn om deze aparte delen van zijn installatie te vermarkten. Meer bepaald moet hij meerdere elektriciteitsleveringscontracten kunnen sluiten, en dit niet noodzakelijk met dezelfde elektriciteitsleverancier. Naast elektrische voertuigen kunnen dit ook warmtepompen en boilers zijn.

Artikel 4.4.1, eerste lid, 3° van het Energiedecreet bepaalt in die optiek al sinds juni 2021 dat iedere afnemer het recht heeft om op hetzelfde moment over meer dan een elektriciteitsleveringscontract te beschikken. Het Technisch Reglement voor Distributie van Elektriciteit (TRDE) van de VREG geeft daar reeds uitvoering aan door toe te laten dat, op vraag van de elektriciteitsdistributienetgebruiker, één of meerdere bijkomende toegangspunten worden gekoppeld aan een aansluiting, om voor aparte delen van de installatie een elektriciteitsleveringscontract te sluiten met een andere toegangshouder (leverancier) (art. 4.1.1, §3 TRDE).

Daarnaast regelt art. 7.13.2 van het Energiebesluit, in uitvoering van artikel 15.3.5/13 van het Energiedecreet, de mogelijkheid tot vermarkting van de elektriciteit die door een netgebruiker met een decentrale productie-installatie met een maximaal AC-vermogen van 10 kVA wordt geïnjecteerd op het distributienet. Ook hieromtrent bevat het TRDE van de VREG thans al de hoogstnodige uitvoeringsregels (art. 4.1.2, §2 TRDE).

Desalniettemin dient er, in samenspraak met de elektriciteitsdistributienetbeheerders en de andere marktpartijen, werk te worden gemaakt van een meer uitgebreide herdenking en optimalisering van de technische en operationele regels die meerdere leveringscontracten voor afname en (zuivere) vermarkting van geïnjecteerde stroom faciliteren.

De huidige regels ter facilitering van meerdere leveringscontracten voor afname, die voorzien in de creatie van een bijkomend toegangspunt, lijken bijvoorbeeld ook bepaalde nadelen te hebben, zoals het feit dat hierbij telkens bij de netgebruiker een bijkomende digitale meter moet worden geplaatst met eigen, bijhorende nettarieven.

Daarnaast moet alvast in de mate van het mogelijke geanticipeerd worden op de wijzigingen die het Europese regelgevende kader hieromtrent wellicht nog zal ondergaan. Hoewel de procedure tot wijziging van o.m. de Vierde Elektriciteitsrichtlijn momenteel nog lopende is, is uit het wijzigingsvoorstel alvast wel de wil van de Europese regelgever af te leiden om in de toekomst het gebruik van submeters te veralgemenen.

Een aanvulling van art. 4.2.1, §2 van het Energiedecreet, het artikel dat de inhoud van de technische reglementen van de VREG regelt, zou de VREG alleszins een meer solide basis moeten kunnen geven om in de technische reglementen, ter facilitering van meerdere leveringscontracten voor afname en (zuivere) vermarkting van injectie, de nodige technische en operationele regels uit te werken.

We verwachten dat voor de implementatie van submeters in de marktprocessen een traject op middellange termijn nodig zal zijn, waarbij verscheidene hindernissen zullen moeten aangepakt worden, in consultatie met marktpartijen. We verwijzen hiervoor o.a. naar de visienota van Synergrid⁸ waarin de verschillende markttechnische aspecten worden toegelicht. Het lijkt aangewezen om het Energiedecreet nu aan te passen zodat de start van dit proces kan aangevat worden.

De VREG stelt daarom voor om in artikel 4.2.1, §2 van het Energiedecreet een punt 4°/1 in te voegen, dat luidt als volgt:

“4°/1 de technische en operationele regels ter facilitering van de meerdere elektriciteitsleveringscontracten en terugleveringscontracten⁹ die op het toegangspunt kunnen worden afgesloten;”.

12 Toezicht op de prerogatieven van de netbeheerder

De VREG heeft een taak tot bemiddeling en beslechting van geschillen met betrekking tot de verplichtingen van een netbeheerder of beheerder van een gesloten distributienet, vermeld in de titels IV, IV/1, V, VI en de hoofdstukken I tot en met IV van titel VII van het Energiedecreet en haar uitvoeringsbepalingen (art. 3.1.3, eerste lid, 3° van het Energiedecreet).

Deze taak van de VREG strekt zich bijgevolg ook uit tot de zogenaamde prerogatieven van de netbeheerder, opgenomen in de artikelen 4.1.23 tot en met 4.1.25 Energiedecreet en de artikelen 4/1.1.7 tot en met 4/1.1.9 van het Energiedecreet. Het gaat om de wettelijke erfdiensbaarheden die de netbeheerder geniet voor het aanbrengen van uitrustingen voor bovengrondse lijnen, het plaatsen elektrische lijnen onder private eigendommen, afhakken van boomtakken, rooien van

⁸ <https://www.synergrid.be/nl/marktoverleg/pdg-regelbare-toepassingen>

⁹ In artikel 1.1.3 van het Energiedecreet wordt best ook nog volgende definitie toegevoegd: “119°/1/1 terugleveringscontract: contract dat de relatie regelt tussen de netgebruiker en de koper van de elektriciteit die de netgebruiker injecteert in het net;”, en dit in lijn met de bestaande definitie in het Energiebesluit. Verder zou in artikel 3.1.16, eerste lid van Energiedecreet het woord “teruglevercontracten” beter vervangen worden door het woord “terugleveringscontracten”, met oog op uniformering van terminologie.

bomen, Het gaat ook om de mogelijke aanleg, boven of onder private onbebouwde gronden, van elektrische lijnen of aardgasleidingen; dit evenwel na een verklaring van openbaar nut door de Vlaamse regering. Ten slotte kan de netbeheerder ook zelf beslissen wanneer het van algemeen nut is om installaties in of op private onroerende goederen te plaatsen. In een aantal gevallen bepaalt de Vlaamse regering de nadere voorwaarden of procedure hiertoe. Voor bepaalde van deze rechten moet de netbeheerder een met de betrokken zakelijk gerechtigde overeengekomen vergoeding betalen, en bij betwisting is de vrederechter bevoegd.

Bij al deze prerogatieven is een bemiddelende of beslechtende rol, in hoofde van de VREG, in geval van betwisting, o.i. niet aan de orde. Een geschil die een eventuele eigenaar of andere zakelijk gerechtigde ter zake zou hebben, handelt niet over taken van de netbeheerder, maar handelt over de exclusieve/bijzondere rechten die deze netbeheerder worden toegekend met het oog op de mogelijke uitoefening van zijn taken. Een eventueel geschil handelt ook over zakelijke rechten. Het komt de VREG niet toe hierover te oordelen. Dergelijke beslissing van de netbeheerder kan betwist worden via gerechtelijke weg.

Daarom lijkt het ons aangewezen dat, in art. 3.1.3, eerste lid, 3° Energiedecreet, a) en b), de artikelen 4.1.23 tot en met 4.1.25 Energiedecreet worden uitgesloten. Hetzelfde geldt voor art. 3.1.3, eerste lid, 3° Energiedecreet, c) en d): daarvan zouden de artikelen 4/1.1.7 tot en met 4/1.1.9 van het Energiedecreet moeten worden uitgesloten. Tot slot zouden dan ook in de artikelen 3.1.4/2 en 3.1.4/3, eerste lid Energiedecreet – de specifieke bepalingen over de taken van de VREG i.v.m. bemiddeling resp. beslechting van geschillen – telkens de artikelen 4.1.23 tot en met 4.1.25 én de artikelen 4/1.1.7 tot en met 4/1.1.9 van het Energiedecreet moeten worden uitgesloten.

Conclusie

Het Ontwerpbesluit bevat een aantal bepalingen waar de VREG **positief** tegenover staat: de invoering van de mogelijkheid tot aanpassing van afbakening van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit (art. 18), de opheffing van de beperking van de aansluitingskosten voor aardgas en WKK (art. 23 en 34), het tweejaarlijks maken van het investeringsplan van de distributienetbeheerders (art. 24) en de invoering van een tweejaarlijks databeheersplan (art. 25 en 49). Bij een aantal van bovenstaande bepalingen worden in het advies wel nog een aantal tekstverbeteringen voorgesteld.

De VREG staat minder positief ten opzichte van volgende bepalingen van het Ontwerpdecreet:

- De VREG heeft **grote bedenkingen** bij de bepalingen van het Ontwerpdecreet waarin staat dat de Vlaamse Regering, op voorstel van de netbeheerders en na overleg met de VREG, de **veiligheidsvereisten** zal vaststellen waaraan voldaan moet worden bij de aanleg en beheer van installaties voor elektriciteits- en aardgasdistributie en bij de uitvoering van werken door derden aan of in de nabije omgeving van deze installaties (art. 20-22 en 29-30). De VREG zou daarbij ook bevoegd worden gemaakt voor het toezicht op de naleving van deze veiligheidsmaatregelen. Het gaat hier om een materie met belangrijke juridische en financiële risico's en verantwoordelijkheden. Denk aan gasontploffingen, elektrocuties ... met mogelijk materiële en lichamelijke schade. De VREG meent dat hij **geen rol** kan spelen inzake de bepaling van deze veiligheidsvereisten en bij de controle hierop. De VREG heeft hierover geen specifieke kennis en het opleggen van deze taken stelt de VREG, een autonome dienst met rechtspersoonlijkheid, en zijn bestuurders, **onnodig bloot aan juridische en financiële risico's**.
- De VREG is ook geen voorstander van de **verruiming van de mogelijkheid voor de distributienetbeheerders tot het opnemen van de rol als warmteproducent** (art. 19). Dit is geen kerntaak voor de distributienetbeheerders, en is dus in strijd met art. 31, lid 10 en art. 40, lid 8 van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn. We stellen ons bovendien de vraag of deze toewijzing het gelijke speelveld wel dient, dan wel – in tegendeel – ontwricht. We stellen voor om deze bepaling te schrappen uit het Ontwerpdecreet. Minstens zou bepaald moeten worden dat de netbeheerders geen rol als warmteproducent mogen opnemen bij nieuwe warmtenetten, noch hun warmteproductie mogen opvoeren bij uitbreidingen van bestaande warmtenetten.
- Verder is de VREG niet overtuigd over de noodzaak en meerwaarde van het artikel rond **niet-communicerende digitale meters** (art. 26). De voorgestelde bepalingen stemmen niet overeen met de reeds bestaande regeling in de technische reglementen en zorgen hierdoor voor verwarring. De voorstellen houden bovendien grotendeels een achteruitgang in voor de afnemer. De VREG meent dat artikel 26 beter volledig geschrapt wordt.

Aangezien het voorliggend Ontwerpdecreet wellicht één van de laatste kansen biedt om in de komende maanden bepalingen op te nemen in het Energiedecreet, wenst de VREG drie extra voorstellen voor opname in het Ontwerpdecreet aan te brengen:

- Het opleggen aan de VREG van de taken tot het uitvoeren van de beoordelingen en het aanduiden van mogelijke passende maatregelen, vermeld in de leden 3 en 4 van artikel 15 van de **AFIR-richtlijn**. Het betreffen taken die volgens deze verordening voor het eerst uitgevoerd moeten worden voor 1 juli 2024.
- Het bepalen dat de VREG in zijn technische reglementen de technische en operationele regels dient te bepalen ter facilitering van het afsluiten van **meerdere elektriciteitsleveringscontracten en terugleveringscontracten op een toegangspunt**. Dit moet de VREG toelaten om op dit punt, in samenwerking met de marktpartijen, de komende maanden de nodige technische en operationele regels uit te werken.
- Het **schrappen van de rol van de VREG inzake de bemiddeling en beslechting van geschillen rond de prerogatieven van de netbeheerders** (o.a. erfdienstbaarheden, verklaringen van openbaar nut ...). Het gaat hier over geschillen inzake zakelijke rechten. Het komt de VREG niet toe hierover te oordelen. Dergelijke beslissing van de netbeheerder kan beter betwist worden via gerechtelijke weg.