

Memorie van toelichting

bij BESL-2026-39 met betrekking tot de wijziging van het technisch reglement distributie elektriciteit in het Vlaamse Gewest, zoals goedgekeurd bij beslissing van de Vlaamse Nutsregulator van 24 maart 2023 (BESL-2023-07) en gewijzigd bij beslissing van de Vlaamse Nutsregulator van 22 november 2024 (BESL-2024-106)

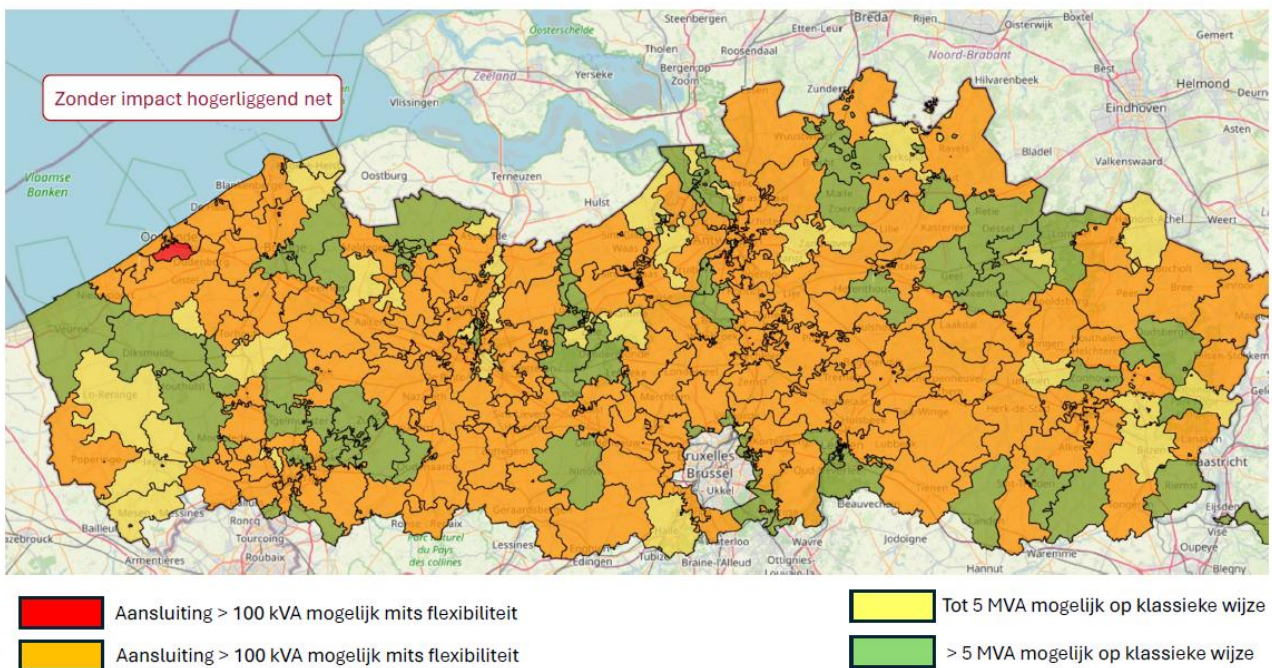
Inhoud

1. Aanleiding van de wijziging	3
2. Doorgevoerde wijzigingen	4
2.1. Definities	4
2.2. Uitbreiding toepassingsgebied technische flexibiliteit naar batterijen met vermogen onder 1 MVA	5
2.2.1. Context en algemene motivering	5
2.2.2. Artikelsgewijze bespreking van de wijzigingen	10
2.3. Verruiming van de technologiekeuze voor telecontrole	12
2.3.1. Context en algemene motivering	12
2.3.2. Artikelsgewijze bespreking van de wijzigingen	12
2.4. Introductie van bepalingen omtrent de niet-beschikbaarheidsplanning	13
2.4.1. Context en algemene motivering	13
2.4.2. Artikelsgewijze bespreking van de wijzigingen	14
2.4.2.1. Netcode	14
2.4.2.2. Code gesloten distributienetten	15

1. Aanleiding van de wijziging

De wijzigingen die in beslissing BESL-2026-39 worden doorgevoerd relateren allemaal aan het speerpunt **'Flexibiliteit benutten en congestie vermijden'** uit het ondernemingsplan¹ van de Vlaamse Nutsregulator voor het jaar 2026. Meer specifiek hebben de wijzigingen een impact op het toepassingsgebied van technische flexibiliteit, de technologiekeuze om technische flexibiliteit te benutten en de introductie van bepalingen omtrent de niet-beschikbaarheidsplanning. We bieden hiermee een eerste antwoord op de huidige congestieproblematiek in Vlaanderen, waarbij de aansluitingsmogelijkheden op klassieke wijze niet langer zonder meer gegarandeerd zijn. Dit eerste antwoord focust op de congestieproblematiek op de distributienetten in Vlaanderen, waarvan Figuur 1 een stand van zaken op het einde van 2025 toont².

Verwachte congestie maximaal vermijden



fluvius.

Hoorzitting - Congestie

Figuur 1 Overzicht van de huidige congestieproblematiek op de distributienetten in Vlaanderen.
Bron: Fluvius, slides hoorzitting Capaciteit en congestie elektriciteitsnet, d.d. 11 december 2025,
<https://www.vlaamsparlement.be/nl/parlementair-werk/commissies/commissievergaderingen/1971652>.

Door het toepassingsgebied van technische flexibiliteit uit te breiden naar kleinere energieopslagsystemen, vergroten we de aansluitingsmogelijkheden, niet alleen voor

¹ Beschikbaar via <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/rapp-2026-01>

² Bron: Fluvius, slides hoorzitting Capaciteit en congestie elektriciteitsnet, d.d. 11 december 2025, <https://www.vlaamsparlement.be/nl/parlementair-werk/commissies/commissievergaderingen/1971652>.

energieopslagsystemen, maar ook voor andere aansluitingsaanvragen (afname/productie). De uitbreiding zorgt er immers voor dat de netbeheerders ook voor kleinere opslagsystemen congestieneutraliteit kunnen veronderstellen in de netstudiemethodologieën. Daarbij versoepelen we ook de manier van aansturing door de netbeheerders in het kader van technische flexibiliteit. We voorzien de mogelijkheid om nieuwe innovatieve, technologische en economisch efficiënte oplossingen te hanteren, die minder gebruik maken van de klassieke hardware. Zo kunnen de impact en kosten voor de betrokken installaties beperkt worden. De bepalingen omtrent de niet-beschikbaarheidsplanning zorgen er op hun beurt voor dat de netbeheerders meer informatie ter beschikking krijgen om hun netten adequaat te beheren.

Om voor de hand liggende redenen vervangen we eveneens alle verwijzingen naar de VREG door verwijzingen naar de Vlaamse Nutsregulator.

2. Doorgevoerde wijzigingen

2.1. Definities

Gelet op de inhoudelijke wijzigingen die verder in dit document in detail besproken worden, voeren we een aantal noodzakelijke wijzigingen door aan definities.

In artikel 1.1.2, 73° TRDE wordt de definitie van “noodgroepen” geschrapt. Dit begrip is immers reeds gedefinieerd in het Energiedecreet, en krijgt aldus sowieso doorwerking in het TRDE via de algemene bepaling in art. 1.1.2, eerste lid. De definitie in het Energiedecreet is tevens iets ruimer dan degene die momenteel opgenomen staat in het TRDE, zoals hieronder aangegeven:

- TRDE: *Noodgroepen: generatoren die uitsluitend tot bedoeling hebben om kritische belasting te voeden bij netuitval, en die verder enkel netgekoppeld worden om te testen;*
- Energiedecreet: *92° /3 noodgroep: generatoren die uitsluitend tot bedoeling hebben om kritische belasting te voeden bij netuitval, en die verder enkel netgekoppeld worden om te testen **of om een aanzienlijk of systematisch onevenwicht in de Belgische regelzone op te vangen zoals onder de tertiaire reserve omschreven in het koninklijk besluit van 19 december 2002 houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe;***

Deze aanvulling in het Energiedecreet (zie vetschrift) is nog steeds in lijn met de bepalingen in het TRDE, en staat een TRDE-aanpassing met verwijzing naar het Energiedecreet dus niet in de weg. Met de verwijzing naar het Energiedecreet wordt de behandeling van het begrip in het TRDE ook in lijn gebracht met de behandeling in het TRPV.

Tevens in artikel 1.1.2 TRDE worden twee nieuwe definities opgenomen in de punten 79/1 en 97/1. Het gaat om de definities van de begrippen ‘programma-agent’ en ‘verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning’. Deze definities worden ingevoerd naar aanleiding van de nieuwe bepalingen in het TRDE over de introductie van bepalingen omtrent de “Outage Planning Agent” (OPA).

Volgende definitie voor het gekende begrip ‘Scheduling Agent’ wordt in Nederlandse versie opgenomen: 79/1. Programma-agent: (of Scheduling agent) entiteit of entiteiten die als taak hebben transmissienetbeheerders, of indien van toepassing derden, te voorzien van programma’s van marktdeelnemers;

De definitie voor de gekende term “Outage Planning Agent” wordt in een Nederlandse versie opgenomen: 97/1. Verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning: entiteit belast met de planning van de beschikbaarheidsstatus van een relevante elektriciteitsproductie-eenheid, een relevante elektriciteitsopslagfaciliteit, een relevante verbruikersinstallatie of een relevant netelement; Beide definities zijn tevens identiek aan de definities die reeds gehanteerd worden binnen het TRPV, waarbij nu dus louter de parallel getrokken wordt tussen beide technische reglementen.

2.2. Uitbreiding toepassingsgebied technische flexibiliteit naar batterijen met vermogen onder 1 MVA

2.2.1. Context en algemene motivering

Om de operationele veiligheid van hun net te kunnen garanderen, mogen de distributienetbeheerders onder specifieke omstandigheden bepaalde netgebruikers verplichten om hun flexibiliteit in te zetten voor congestiebeheer. Deze vorm van verplichte flexibiliteit staat in Vlaanderen gekend als technische flexibiliteit.

Artikel 3.1.34/1 van het Energiebesluit bepaalt dat (gereserveerde) technische flexibiliteit van toepassing is op grote **productie-installaties en elektriciteitsopslagfaciliteiten** uitgerust met **telecontrole of** met een geïnstalleerd vermogen van **1 MVA of meer**.

Artikel 2.2.54 van het TRDE bepaalt op zijn beurt bij welke installaties het voorzien van **telecontrole** verplicht is. Op die manier geeft ook dit artikel verdere invulling aan het toepassingsgebied van technische flexibiliteit.

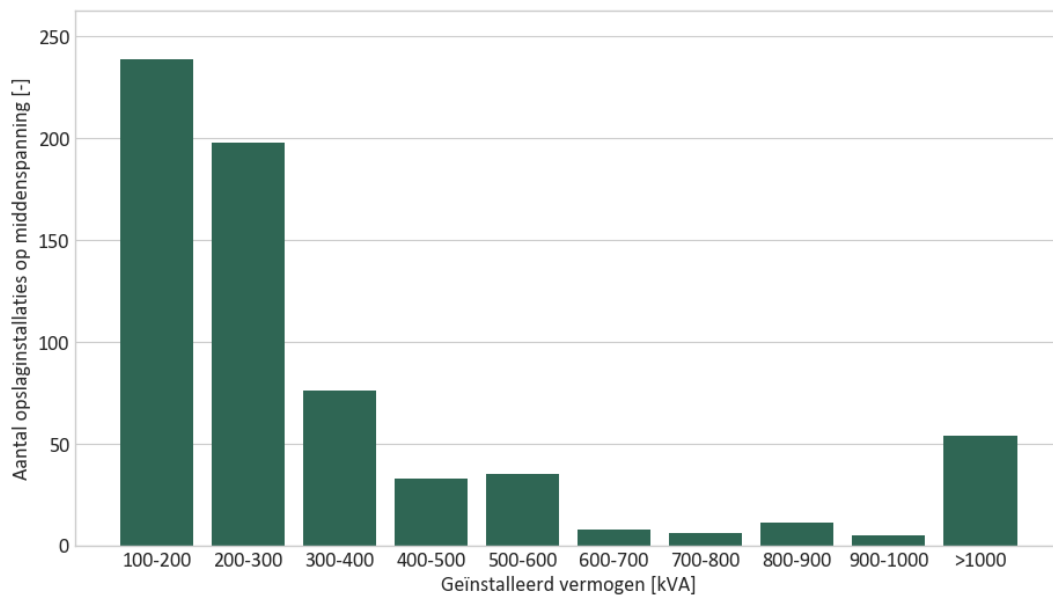
De energietransitie vertaalt zich (onder meer) in een toename van aansluitingsaanvragen voor eenheden met een groot vermogen van enkele honderden kVA, maar weliswaar kleiner dan de huidige drempel van 1 MVA. De toename van dit soort kleinere eenheden en de daaruit volgende groeiende impact op het net vereist vanuit netbeheerperspectief de nodige controle, ter blijvende garantie van de operationele veiligheid.

Als antwoord op deze problematiek voorzag de Vlaamse Nutsregulator bij de consultatie van de wijzigingen aan het TRDE in eerste instantie in de verplichting, voor de distributienetbeheerders, om telecontrole bijkomend op te leggen bij energieopslagsystemen met een vermogen groter of gelijk aan 100 kVA. Deze initieel voorgestelde vermogensgrens stemde overeen met de drempelwaarde voor een grootvermogenaansluiting bij Fluvius³. De Vlaamse Nutsregulator erkende echter in het consultatiedocument dat ook andere drempelwaarden mogelijk zijn en nodigde de marktpartijen uit om hun feedback te geven op de voorgestelde grens.

Om voldoende bijkomende aansluitingsmogelijkheden te creëren ten opzichte van de situatie vandaag, acht de Vlaamse Nutsregulator het weliswaar noodzakelijk om een drempelwaarde te nemen die kleiner is dan 400 kVA. Dit is namelijk de grens waarbij de elektriciteitsdistributienetbeheerder op vandaag reeds telecontrole oplegt bij nieuwe aansluitingsaanvragen waarbij uit de detailstudie blijkt dat modulaties noodzakelijk zijn bij lokale congestie op het elektriciteitsdistributienet, het plaatselijk vervoernet van elektriciteit of daarmee gekoppelde netelementen. We brengen daarbij nog onder de aandacht dat het aantal reeds

³ <https://www.fluvius.be/nl/aansluitingen/ben-je-een-grootvermogenklant>

geïnstalleerde opslaginstallaties sterk stijgt naarmate het geïnstalleerd vermogen daalt, zoals getoond in Figuur 2.



*Figuur 2 Het aantal opslaginstallaties aanwezig op middenspanning in functie van hun geïnstalleerd vermogen.
Bron: Fluvius Open Data, laatste verwerking van de data: 19 januari 2026.*

Op basis van de ontvangen feedback besloot de Vlaamse Nutsregulator om de vermogensgrens die geldt voor de verplichting van telecontrole voor opslagsystemen te veranderen van 100 kVA naar 250 kVA. Vanaf een vermogen van 250 kVA worden opslaginstallaties immers steeds op het middenspanningsdistributienet aangesloten wat resulteert in een duidelijke situatie voor het al dan niet onderwerpen aan telecontrole.

Dit neemt niet weg dat op een later tijdstip de grens nog kan worden verlaagd indien bijkomende analyses erop zouden wijzen dat een verlaging noodzakelijk is om de operationele veiligheid te garanderen.

De Vlaamse Nutsregulator kiest voor een verlaging van de drempelwaarde specifiek voor energieopslagsystemen. Energieopslagsystemen kunnen immers een sterke impact hebben op het net, aangezien zij op korte tijd grote vermogens kunnen afnemen of injecteren, en aangezien dit gedrag onvoorspelbaarder kan zijn dan bijvoorbeeld het gedrag van productie-installaties van hernieuwbare energie.

We wensen te benadrukken dat de verruiming van verplichte telecontrole samen gelezen moet worden met de versoepeling van de manier van aansturing (zie verder, onder Titel 2.3). We voorzien bij deze wijziging van het TRDE namelijk eveneens in de mogelijkheid voor netbeheerders om nieuwe innovatieve, economisch efficiënte oplossingen te gebruiken (anders dan de klassieke telecontrolekast), die de kost voor de netgebruiker verder kunnen doen dalen. Op vandaag zien we bijvoorbeeld op laagspanning, en dus weliswaar in een heel andere context dan technische flexibiliteit, dat dergelijke aansturingssystemen⁴ op een zeer kostenefficiënte manier kunnen zorgen voor een evolutie naar het meer dynamisch aansturen van flexibele assets zoals residentiële laadpalen en warmtepompen, typisch met een nog veel kleiner vermogen dan de hier beoogde installaties voor

⁴ Zie bijvoorbeeld <https://maakjemeterslim.be/>.

technische flexibiliteit. We wensen daarnaast ook onder de aandacht te brengen dat ook de kosten gerelateerd aan een fysieke telecontrolekast vandaag reeds significant gedaald zijn⁵.

De toetsing van de verplichte voorziening van telecontrole – los van de aanwezigheid van een energieopslagsysteem – gebeurt op basis van het totaal ontwikkelbaar netgekoppeld vermogen van een aansluiting, dat al langer gedefinieerd en gebruikt wordt in het TRDE⁶. Dit uitgangspunt is niet nieuw. Ook bij de herziening in 2023 werd reeds gebruik gemaakt van het totaal ontwikkelbaar netgekoppeld vermogen in het artikel over telecontrole, waarbij het toen al de insteek was dat onder deze noemer ook het vermogen van de reeds bestaande productie-eenheden of opslaginstallaties werd gerekend. Deze insteek blijft bij deze wijziging dus behouden, maar wordt explicieter verduidelijkt in het gewijzigde artikel. De netbeheerders dimensioneren vandaag hun netten op het niveau van het koppelpunt tussen het transmissie- en distributienet in de praktijk in belangrijke mate op basis van het gemeten profiel op dit koppelpuntniveau, waar vervolgens de toekomstverwachtingen, zoals de verwachte evolutie van elektrificatie en de nieuwe aansluitingsaanvragen, bovenop gemodelleerd worden. Dit wil zeggen dat aanpassingen aan het profiel van een netgebruiker, door de introductie van bijkomende eenheden achter het aansluitingspunt, een impact kunnen hebben – mogelijk netgunstig maar mogelijk ook netongunstig – zelfs zonder een verhoging van het toegewezen vermogen. De eenheden beïnvloeden immers finaal het gemeten profiel. Om deze realiteit te weerspiegelen, kiezen we ervoor om het totaal ontwikkelbaar netgekoppeld vermogen als referentie te behouden, en bijvoorbeeld niet het contractueel aansluitingsvermogen.

De toetsing op het niveau van de aansluiting impliceert dat de distributienetbeheerder het geheel van bijkomende en reeds bestaande opslag- en productie-installaties in rekening moet brengen. Deze aanpak heeft ook als doel te vermijden dat een aansluitingsaanvraag strategisch opgesplitst wordt in verschillende delen (saucissonering), waarbij het gevraagde vermogen van elk van die deelaanvragen onder de grens voor de verplichte voorziening van telecontrole zou blijven, indien die grens louter zou gelden op het niveau van een nieuwe aansluitingsaanvraag. De formulering van het artikel wordt in die zin explicieter verduidelijkt. Zoals hierboven gekaderd, is deze aanpak niet nieuw, maar was dit reeds de insteek bij de herziening in 2023.

Het artikel wordt daarnaast ook licht aangepast, verder bouwend op dit basisidee. Deze aanpassing zorgt voor twee wijzigingen ten opzichte van de huidige situatie:

- Ten eerste wordt verplichte telecontrole verruimd naar bestaande aansluitingen⁷ met een totaal ontwikkelbaar netgekoppeld vermogen groter dan of gelijk aan 1000 kVA. Tot nu toe kon (maar niet: moest) de elektriciteitsdistributienetbeheerder telecontrole opleggen in dat geval.
- Ten tweede wordt verplichte telecontrole verruimd naar bestaande aansluitingen met een totaal ontwikkelbaar netgekoppeld vermogen groter dan of gelijk aan 400 kVA die zich in een congestiegevoelige zone bevinden.

⁵ Het niet-periodiek aansluitingsstarief 2026 voor telecontrole bedraagt 5.758,88 euro excl. btw, ten opzichte van 12.031,98 euro excl. btw in 2025 (daling door technologische evolutie). Indien de telecontrolekast tevens wordt gebruikt door de distributienetbeheerder voor telebeheer van het net, dan wordt de tussenkomst door de netgebruiker in 2026 beperkt tot 1.488,45 euro excl. btw ([Aansluitingsstarieven | Vlaamse Nutsregulator](#)).

⁶ Zoals gedefinieerd in artikel 1.1.2 96/1 van het huidige TRDE: *de som van het maximale schijnbare opgesteld vermogen, uitgedrukt in kVA, van een of meerdere productie-eenheden of opslaginstallaties die via één aansluiting gekoppeld zijn met het distributienet.*

⁷ In de huidige versie van het TRDE wordt de terminologie “project” gebruikt in artikel 2.2.54.

Tot nu toe legde de distributienetbeheerder enkel telecontrole op in een dergelijk geval naar aanleiding van een nieuwe aansluitingsaanvraag (voor een nieuwe aansluiting of verzwaring van een bestaande aansluiting). Deze link met een aansluitingsaanvraag wordt nu geschrapt. Dit impliceert dat de elektriciteitsdistributienetbeheerder nu zelf op basis van een geïdentificeerd congestierisico telecontrole kan opleggen aan bestaande aansluitingen zonder dat een wijziging aan de aansluiting daarvoor als aanleiding moet gelden.

Een belangrijk aandachtspunt bij het uitvoeren van de toetsing van de verplichting van telecontrole op basis van het totaal ontwikkelbaar netgekoppeld vermogen van een aansluiting, is dat kleinere reeds aangesloten eenheden zonder telecontrole, naar aanleiding van een wijziging van het totaal ontwikkelbaar netgekoppeld vermogen van de aansluiting of naar aanleiding van een gedetecteerd congestierisico door de netbeheerder, plots uitgerust zouden moeten worden met telecontrole, en verplicht gemoduleerd zouden kunnen worden in het kader van technische flexibiliteit. We voeren daarom een aantal bijkomende mitigerende bepalingen in, met oog op het bekomen van een evenwichtig en proportioneel kader dat geen onredelijke verhoging van de systeemkost introduceert. We houden hierbij in het bijzonder rekening met bestaande installaties die indertijd vaak niet zijn ontworpen voor dergelijke aansturing.

Mitigerende maatregelen

Om de impact op deze bestaande kleinere eenheden te beperken, sluiten we bestaande productie-installaties met een totaal geaggregeerd vermogen kleiner dan of gelijk aan 250 kVA en/of bestaande energieopslagsystemen met een totaal geaggregeerd vermogen kleiner dan of gelijk aan 250 kVA, die voor de inwerkingtreding van deze bepaling niet uitgerust waren met telecontrole, uit van een verplichte modulering. Indien er bijvoorbeeld een opslagsysteem van 170 kVA aanwezig was voor de inwerkingtreding van deze bepaling zonder telecontrole, en er komt een bijkomend opslagsysteem van 90 kVA bij op de aansluiting, dan wordt er telecontrole voorzien, maar dan is enkel het laatst bijgeplaatste energieopslagsysteem van 90 kVA onderworpen aan verplichte modulatie, aangezien dat een moderner systeem kan zijn met bijhorend energiebeheersysteem.

Voor bestaande productie-installaties met een globaal opgesteld vermogen groter dan 250 kVA en/of bestaande energieopslagsystemen met een globaal opgesteld vermogen groter dan 250 kVA, die voor de inwerkingtreding van deze bepaling niet uitgerust waren met telecontrole, voorzien we in een standaard vrijstelling, met een mogelijkheid voor de elektriciteitsdistributienetbeheerder om deze installaties alsnog te onderwerpen aan een verplichte modulatie. Het gaat daarbij niet om een vrijblijvende optie. De elektriciteitsdistributienetbeheerder moet de beslissing om deze bestaande installaties alsnog te onderwerpen aan verplichte modulatie nemen op basis van veiligheidsoverwegingen en technisch-economische overwegingen. De insteek daarbij is dat de totale systeemkost voor de implementatie van telecontrole bij deze installaties niet onevenredig mag zijn ten opzichte van het actuele operationele veiligheidsrisico naar aanleiding van congestie. We merken daarbij op dat de elektriciteitsdistributienetbeheerder ook expliciet geïncentiveerd is om een verplichte modulering via telecontrole enkel op eigen initiatief te voorzien als dit noodzakelijk is voor de operationele veiligheid en als dit op een kostenefficiënte manier kan. Immers, de distributienetbeheerder moet alle kosten dragen die verbonden zijn aan de telecontrole en de eventueel uit te voeren aanpassingen aan de installatie van de elektriciteitsdistributienetgebruiker als de distributienetbeheerder de initiatiefnemer is voor het voorzien van telecontrole. Dit is op vandaag reeds het geval. De elektriciteitsdistributienetbeheerder, indien hij afwijkt van de standaard vrijstelling voor bestaande installaties, zal eveneens de kosten moeten dragen voor de uit te voeren

aanpassingen aan de installatie van de netgebruiker om verplichte modulatie bij standaard vrijgestelde bestaande installaties te implementeren. Tot slot moet de distributienetbeheerder ook een kostenreflectieve vergoeding betalen in geval van een verplichte modulering in het kader van technische flexibiliteit, ongeacht het feit of hij de initiatiefnemer is voor het voorzien van telecontrole of niet.

Tot slot voorzien we ook een standaard vrijstelling van een verplichte modulering via telecontrole bij nieuwe elektriciteitsproductie-eenheden met een individueel vermogen kleiner dan 25 kVA en bij nieuwe energieopslagsystemen met een individueel vermogen kleiner dan 25 kVA wanneer die worden toegevoegd aan een aansluiting die reeds onderworpen is aan verplichte telecontrole of indien door de toevoeging een drempelwaarde overschreden wordt. We geven hier opnieuw een mogelijkheid aan de elektriciteitsdistributienetbeheerder om deze eenheden alsnog te onderwerpen aan een verplichte modulatie, op basis van de noodzaak voor de operationele veiligheid en indien dit technisch-economisch kan, cfr. de redenering zoals hierboven uiteengezet. Installaties van een netgebruiker die technisch-functioneel als één geheel uitgebaat worden, worden hierbij beschouwd als één elektriciteitsproductie-eenheid respectievelijk energieopslagsysteem.

Verder wordt ook nog de mogelijkheid geboden voor de elektriciteitsdistributienetbeheerder om een gemotiveerde aanvraag tot afwijking in te dienen bij de Vlaamse Nutsregulator in geval van een verplichte voorziening van telecontrole na het bereiken van een akkoord tussen de betrokken elektriciteitsdistributienetgebruiker en elektriciteitsdistributienetbeheerder over de technisch-economische onevenredigheid van de implementatie van telecontrole.

Uitsluitingen

Naast mitigerende bepalingen bepalen we nog een aantal strikte uitsluitingen, opgenomen in paragraaf 2. Zo zijn noodvoedingen, zoals bepaald in art. 3.2 van de RfG, noodgroepen, zoals gedefinieerd in het Energiedecreet, en energieopslagsystemen met hetzelfde doel, namelijk uitsluitend om kritische belasting te voeden bij netuitval, niet in scope van de verplichte telecontrole. Bijgevolg worden deze installaties ook niet meegenomen bij de bepaling van het totaal netgekoppeld ontwikkelbaar vermogen.

Naast de strikte uitsluitingen opgenomen in paragraaf 2, is het artikel niet van toepassing op de aansluitingen van gesloten distributienetten en het tractienet spoor op het elektriciteitsdistributienet, die de koppelingen vormen tussen beide netten. Het correct in rekening brengen van de mogelijke impact van een verplichte invoering van telecontrole op het gesloten distributienet en de achterliggende netgebruikers vraagt meer analyse, omwille van de bijkomende operationele complexiteit als een gevolg van de beheerder van het gesloten distributienet als bijkomende betrokken partij met een eigen netbeheer. Hierbij dient onder meer de samenhang met de samenwerkingsovereenkomst tussen de gesloten distributienetbeheerder en de distributienetbeheerder, bepaald in artikel 7.5.2, verder onderzocht te worden. Een dergelijke grondige analyse was niet mogelijk binnen dit korte wijzigingstraject, gericht op de “quick wins” om bijkomende aansluitingsmogelijkheden op het distributienet te bieden.

Kosten telecontrole

De toewijzing van de kosten gerelateerd aan het voorzien van telecontrole blijft in grote mate ongewijzigd ten opzichte van de oorspronkelijke versie van artikel 2.2.54 in het TRDE. Indien de elektriciteitsdistributienetbeheerder op eigen initiatief telecontrole oplegt aan bestaande elektriciteitsproductie-installaties en/of energieopslagsystemen, dan draagt de

elektriciteitsdistributienetbeheerder alle kosten die verbonden zijn aan het voorzien van de telecontrole en de eventueel uit te voeren aanpassingen aan de installatie van de elektriciteitsdistributienetgebruiker, voor zover die aanpassingen veroorzaakt worden door het voorzien van telecontrole. Dit werd ingevoerd als bescherming van de netgebruiker, die anders met nieuwe kosten geconfronteerd wordt, na initiatief van de netbeheerder om telecontrole te voorzien. We voegen daarnaast, zoals hierboven reeds kort uiteengezet, ook toe dat de elektriciteitsdistributienetbeheerder eveneens de kosten moet dragen voor de uit te voeren aanpassingen aan de installatie van de netgebruiker voor het implementeren van verplichte modulatie indien de elektriciteitsdistributienetbeheerder afwijkt van de standaard vrijstelling van verplichte modulatie die voor specifieke bestaande installaties als mitigerende bepaling wordt voorzien (conform paragraaf 4 in het artikel). Deze ingreep heeft als doel om de elektriciteitsdistributienetbeheerder extra te incentivieren om telecontrole/verplichte modulatie slechts te voorzien indien dit noodzakelijk is en op een technisch-economisch efficiënte manier kan, zonder onredelijke verhoging van de systeemkost. Merk op dat de distributienetbeheerder niet de kosten draagt bij de afwijking van de standaard vrijstelling bij de toevoeging van nieuwe, kleine eenheden (conform paragraaf 5 in het artikel). De achterliggende redenering hier is dat de aanvrager geen incentive mag krijgen om zijn aanvraag strategisch op te splitsen. De netgebruiker dient er rekening mee houden dat de distributienetbeheerder de aansturing via telecontrole, indien die reeds aanwezig is op de aansluiting, kan uitbreiden naar de toegevoegde eenheden, of indien net de nieuwe, kleine eenheid ervoor zorgt dat een drempelwaarde wordt overschreden, de distributienetbeheerder de aansturing via telecontrole (die in dat geval nog niet aanwezig is op de aansluiting), toch kan opleggen mits dezelfde nodige randvoorwaarden (nodig voor operationele veiligheid en mogelijk op technisch-economische manier).

Daarnaast heeft de netgebruiker ook de mogelijkheid om zelf aan de netbeheerder te vragen om telecontrole te voorzien, om zo deel te kunnen nemen aan diensten voor de netbeheerders. In dat geval betaalt de netgebruiker hiervoor het geldende tarief aan de distributienetbeheerder.

Doel telecontrole

De Vlaamse Nutsregulator hoopt met deze aanpassingen de aansluitingsmogelijkheden te vergroten, niet alleen voor kleinere energieopslagsystemen, maar ook voor andere aansluitingsaanvragen (afname/productie). De verplichte voorziening van telecontrole en de mogelijkheid tot de activatie van technische flexibiliteit bij kleinere energieopslagsystemen garandeert immers de congestiëneutraliteit van deze systemen. Deze congestiëneutraliteit kan ook in rekening gebracht worden in de netstudiemethodologieën, met een positieve impact voor andere aanvragen tot gevolg.

2.2.2. Artikelsgewijze bespreking van de wijzigingen

In lijn met de voorgestelde wijzigingen wordt artikel 2.2.54 aangepast zoals hieronder besproken.

Paragraaf 1 wordt in die zin gewijzigd dat thans, om uit te maken of telecontrole al dan niet vereist is, nagegaan wordt wat het totaal ontwikkelbaar netgekoppeld vermogen van de aansluiting is (in plaats van te verwijzen naar nieuwe dan wel bestaande “projecten” zoals momenteel gebeurt). Daarnaast voeren we ook verplichte telecontrole in voor energieopslagsystemen met een totaal geaggregeerd vermogen van 250 kVA of meer. Paragraaf 1 bepaalt verder dat de telecontroleplicht niet van toepassing is op de aansluiting van gesloten distributienetten en het tractienet spoor op het distributienet, die de koppeling vormt tussen verschillende netten. Deze ingrepen worden omstandig gemotiveerd in de bespreking hierboven onder Titel 2.2.1.

Er wordt een nieuwe paragraaf 2 ingevoerd die bepaalt dat noodvoedingen, zoals bepaald in art. 3.2 van de RfG, noodgroepen, zoals gedefinieerd in het Energiedecreet, en energieopslagsystemen met hetzelfde doel, namelijk uitsluitend om kritische belasting te voeden bij netuitval, niet onderworpen zijn aan de verplichte telecontrole. Bijgevolg worden deze installaties ook niet meegenomen bij de bepaling van het totaal netgekoppeld ontwikkelbaar vermogen.

Zoals hierboven, bij Titel 3.1. “Definities” werd vermeld, wordt de hieraan gekoppelde definitie van het begrip “noodgroepen” (art. 1.1.2 nr. 73) geschrapt uit het TRDE. Het begrip wordt immers reeds gedefinieerd binnen het Energiedecreet.

In paragraaf 3 voorzien we een eerste (nieuwe) mitigerende bepaling, die bepaalt dat kleine (< 250 kVA) bestaande elektriciteitsproductie-installaties en/of energieopslagsystemen die eerder niet uitgerust waren met telecontrole zonder meer vrijgesteld zijn van verplichte modulatie. De achterliggende redenering wordt omstandig gemotiveerd in de bespreking hierboven onder Titel 2.2.1.

In paragraaf 4 voorzien we een tweede (nieuwe) mitigerende bepaling, die bepaalt dat iets grotere (\geq 250 kVA) bestaande elektriciteitsproductie-installaties en energieopslagsystemen die eerder niet uitgerust waren met telecontrole, standaard vrijgesteld zijn van verplichte modulatie. We voorzien daarbij wel de mogelijkheid voor de netbeheerder om ze alsnog te onderwerpen aan verplichte modulatie indien dit noodzakelijk is voor de operationele veiligheid, en indien dit op een technisch-economisch efficiënte manier kan. De achterliggende redenering wordt omstandig gemotiveerd in de bespreking hierboven onder Titel 2.2.1.

In paragraaf 5 voorzien we een derde (nieuwe) mitigerende bepaling, die bepaalt dat een kleine (< 25 kVA) nieuwe individuele elektriciteitsproductie-eenheid en een klein (< 25 kVA) nieuw individueel energieopslagsysteem, ondanks de aanwezigheid van telecontrole op de aansluiting, standaard vrijgesteld zijn van verplichte modulatie. Deze standaard vrijstelling geldt eveneens wanneer de toevoeging ertoe leidt dat een drempelwaarde in paragraaf 1 overschreden wordt. We voorzien daarbij opnieuw de mogelijkheid voor de netbeheerder om ze alsnog te onderwerpen aan verplichte modulatie indien dit noodzakelijk is voor de operationele veiligheid, en indien dit op een technisch-economisch efficiënte manier kan. De achterliggende redenering wordt omstandig gemotiveerd in de bespreking hierboven onder Titel 2.2.1.

In paragraaf 6 leggen we vast welke kosten de distributienetbeheerder moet dragen indien het voorzien van telecontrole/verplichte modulatie door hem geïnitieerd wordt. Het toekennen van deze kosten aan de netbeheerder dient als expliciete stimulans om ervoor te zorgen dat het opleggen van telecontrole weloverwogen gebeurt, indien dit noodzakelijk is voor de operationele veiligheid en op een technisch-economisch efficiënte manier kan, zonder een onredelijke verhoging van de systeemkost. Het eerste lid van deze paragraaf is enkel een verbeterde formulering van de praktijk die vandaag reeds geldt, en die reeds in het TRDE beschreven stond. Het tweede lid is een nieuwe toevoeging, om rekening te houden met de nieuw ingevoerde mitigerende bepalingen.

In paragraaf 7 voorzien we tot slot de mogelijkheid voor de netgebruiker om zelf om telecontrole te vragen, op zijn kosten. Deze paragraaf blijft ongewijzigd ten opzichte van de formulering in de huidige versie van het TRDE (behalve dan wat betreft het vervangen van de term telecontrolekast door telecontrole, zoals hieronder verder besproken).

In paragraaf 8 wordt de mogelijkheid geboden voor de elektriciteitsdistributienetbeheerder om een gemotiveerde aanvraag tot afwijking in te dienen bij de Vlaamse Nutsregulator in geval van een verplichte voorziening van telecontrole na het bereiken van een akkoord tussen de betrokken

elektriciteitsdistributienetgebruiker en elektriciteitsdistributienetbeheerder over de technisch-economische onevenredigheid van de implementatie van telecontrole.

In paragraaf 9 wordt toegevoegd dat de elektriciteitsdistributienetbeheerder de keuze van de uitvoeringsvorm van telecontrole afstemt op het risicobeheer binnen zijn netbeheer en de potentiële impact op de operationele veiligheid.

2.3. Verruiming van de technologiekeuze voor telecontrole

2.3.1. Context en algemene motivering

Zoals reeds gekaderd onder Titel 2.2.1, wordt het toepassingsgebied van technische flexibiliteit in Vlaanderen in belangrijke mate mee bepaald door de bepalingen inzake telecontrole⁸.

Op vandaag gebeurt telecontrole door de distributienetbeheerders op middenspanning aan de hand van communicatie via een fysieke telecontrolekast die ter plaatse bij de netgebruiker geïnstalleerd wordt. Nieuwe innovatieve, technologische en economisch efficiënte oplossingen zijn denkbaar, waarbij minder gebruik wordt gemaakt van de klassieke hardware. Dergelijke oplossingen moeten weliswaar voldoende robuust zijn en de netbeheerders de nodige zekerheid bieden om de netten veilig en betrouwbaar te blijven uitbaten. De Vlaamse Nutsregulator ziet een belangrijke rol weggelegd voor de netbeheerders om zelf de robuustheid en betrouwbaarheid van de activatie van technische flexibiliteit te bewaken, en om in die context zelf alternatieve techno-economisch efficiënte invullingen voor een aansturing via telecontrole uit te werken. Om de netbeheerders die mogelijkheid te bieden, wordt de link met een fysieke telecontrolekast geschrapt uit artikel 2.2.54.

De Vlaamse Nutsregulator ziet de verruiming van technologiekeuze als een belangrijke maatregel om samen te beschouwen met de verlaging van de vermogensgrens uit paragraaf 2.2. Dit laat de netbeheerder toe om alternatieve, niet-fysieke oplossingen uit te werken, die voldoende robuust zijn in verhouding tot de operationele risico's gelinkt aan de installatie van de netgebruiker.

In navolging van de consultatiereacties vindt de Vlaamse Nutsregulator het zinvol om dit laatste aspect nog expliciet op te nemen in het artikel, en voegt het daarom nog een bijkomende paragraaf toe aan het artikel.

2.3.2. Artikelsgewijze bespreking van de wijzigingen

In artikel 2.2.54, paragraaf 7 wordt het woord 'telecontrolekast' vervangen door het woord 'telecontrole', om in de mogelijkheid te voorzien om nieuwe innovatieve, technologische en economisch efficiënte oplossingen te gebruiken, die minder gebruik maken van de klassieke hardware.

⁸ Zoals gedefinieerd door artikel 1.1.1 99° /2/1 van het Energiebesluit: "telecontrole: een centraal besturingssysteem dat de netbeheerder de mogelijkheid geeft om beperkingen op te leggen overeenkomstig de regels van het toepasselijke technisch reglement;"

Paragraaf 9 wordt toegevoegd die bepaald dat de elektriciteitsdistributienetbeheerder de keuze van de uitvoeringsvorm van telecontrole afstemt op het risicobeheer binnen zijn netbeheer en de potentiële impact op de operationele veiligheid.

2.4. Introductie van bepalingen omtrent de niet-beschikbaarheidsplanning

2.4.1. Context en algemene motivering

De SOGL^{9,10} bevat bepalingen inzake niet-beschikbaarheidsplanning en programmering met het oog op congestiebeheer op het transmissienet, die ook van toepassing zijn op distributiegekoppelde eenheden en waarbij een rol wordt weggelegd voor de distributienetbeheerder. Met erkenning van het overschrijfverbod¹¹ nemen we toch de relevante bepalingen op in het TRDE, ter bevordering van de transparantie (zoals ook gebeurde in de federale Gedragscode elektriciteit¹² en in het Technisch Reglement voor het Plaatselijk Vervoernet). We aligneren de nieuw ingevoerde bepalingen maximaal op de bepalingen die op vandaag reeds zijn opgenomen in het TRPV.

In plaats van in het TRDE alle eventueel mogelijke verplichtingen te beschrijven die in hun algemeenheid voorzien worden in de SOGL, kiezen we ervoor om een transparante beschrijving te geven van de daadwerkelijke verplichtingen die gelden ten aanzien van de elektriciteitsdistributienetgebruikers. We houden hierbij rekening met het gekende engagement van de distributie- en transmissienetbeheerder voor de korte/middellange termijn¹³. Het TRDE geeft op die manier meer inzicht in de invulling van de voorwaardelijkheid ingeschreven in de SOGL door middel van de zinsnede “*behoudens andersluidende afspraken met de transmissienetbeheerder*”, en reflecteert zo de actuele situatie van toepassing op de Vlaamse distributienetgebruikers. We voeren daarom momenteel louter de bepalingen in met betrekking tot aan te leveren informatie over de geplande en ongeplande onbeschikbaarheden van grote productie- en energieopslageenheden, aangesloten op het distributienet, de verdeling van de rollen en verantwoordelijkheden, en de contractuele afspraken hieromtrent¹⁴. Bepalingen met betrekking tot de dagelijkse programma’s en het verplicht/vrijwillig aanbieden van beschikbare flexibiliteit in het kader van congestiebeheer op het transmissienet worden nog niet opgenomen.

De rol voor de distributienetbeheerder zoals voorzien in de SOGL in de context van coördinatie en congestiebeheer op het transmissienet is eerder beperkt tot een betrokkenheid bij gegevensuitwisseling. De SOGL legt op dat de distributienetbeheerder de gegevens inzake de niet-

⁹ Verord. (EU) 2017/1485 van de Commissie van 2 augustus 2017 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende het beheer van elektriciteitstransmissiesystemen, Pb.L. 25 augustus 2017, <http://data.europa.eu/eli/reg/2017/1485/oj>.

¹⁰ Meer bepaald artikelen 48 t.e.m 53 van de SOGL.

¹¹ Het overschrijfverbod is een Europeesrechtelijk beginsel dat bepaalt dat een EU-verordening niet mag worden omgezet, overgeschreven of gedupliceerd in nationale wetgeving.

¹² gedragscode met betrekking tot het beheer van het transmissienet van elektriciteit, als bedoeld in artikel 11, § 2, van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, vastgesteld door de CREG bij beslissing van 20 oktober 2022, sindsdien meermaals gewijzigd: zie <https://www.creg.be/nl/professionals/toegang-tot-het-net/creg-gedragscodes>

¹³ <https://www.synergriid.be/nl/documentencentrum/openbare-raadpleging/informal-consultation-design-note-on-coordination-of-outages-of-technical-installations-outage-planning-coordination>.
<https://www.elia.be/en/users-group/wg-migo/20241004-meeting>.

¹⁴ We houden hierbij rekening met het voorziene plan van aanpak van de netbeheerders (bv. “For production and energy storage units with installed capacity greater than or equal to 1 MW connected to the distribution grid, the relevant DSO together with the corresponding regulatory authority will assess what contractual or reglementary framework is needed.” – <https://www.synergriid.be/nl/documentencentrum/openbare-raadpleging/informal-consultation-design-note-on-coordination-of-outages-of-technical-installations-outage-planning-coordination>).

beschikbaarheid en de programmering van distributiegekoppelde eenheden moet ontvangen. Daarnaast voorziet de SOGL ook in een belangrijke rol voor de distributienetbeheerder om de gegevens door te spelen naar de transmissienetbeheerder.

Een belangrijk aandachtspunt hierbij is dat de SOGL strikt/louter focust op het beheer van elektriciteitstransmissiesystemen. Het is dan ook belangrijk om de nieuw ingevoerde bepalingen in het TRDE samen te lezen met de reeds bestaande bepalingen inzake marktgebaseerde en niet-marktgebaseerde/technische flexibiliteit zoals opgenomen in de Elektriciteitsverordening, het Energiedecreet en het TRDE, en de conformiteit tussen alle bepalingen te bewaken¹⁵.

Een ander belangrijk aandachtspunt is om de nieuw ingevoerde bepalingen in het TRDE samen te lezen met de reeds bestaande bepalingen inzake congestie veroorzaakt op andere netten dan die van de distributienetbeheerder, en de vereiste samenwerking hieromtrent¹⁶.

De nieuwe bepalingen worden ingevoerd in zowel de netcode als de code gesloten distributienetten.

Ter volledigheid worden in de code gesloten distributienetten ook de andere relevante bepalingen inzake congestiebeheer en niet-marktgebaseerde flexibiliteit overgenomen uit de netcode (naast de bepalingen omtrent de Outage Planning Agent (Verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning genoemd in het TRDE). Deze bepalingen zijn immers eveneens van toepassing op gesloten distributienetten. We aligneren de nieuw ingevoerde bepalingen maximaal op de bepalingen die op vandaag reeds zijn opgenomen in het TRPV.

2.4.2. Artikelsgewijze bespreking van de wijzigingen

2.4.2.1. Netcode

We voorzien in de Netcode twee nieuwe afdelingen, met name *Afdeling 10. Geïntegreerde coördinatie voor de planning en het beheer van congestie op het transmissienet* en *Afdeling 11 Niet-beschikbaarheidsplanning*, waaronder de nieuwe bepalingen met betrekking tot niet-beschikbaarheidsplanning ressorteren.

Artikel 2.3.28 beschrijft op welke installaties de nieuw ingevoerde bepalingen inzake niet-beschikbaarheidsplanning van toepassing zijn. Zoals hierboven onder Titel 2.4.1 gekaderd, beperken we ons tot grote productie-eenheden (type B/C) en grote energieopslageenheden (globaal opgesteld vermogen groter dan of gelijk aan 1 MVA), aangesloten op het distributienet. Dit toepassingsgebied is beperkter dan de mogelijkheden waarin de SOGL in zijn algemeenheid voorziet, maar reflecteert daadwerkelijke verplichtingen die gelden ten aanzien van de elektriciteitsdistributienetgebruikers, rekening houdend met de implementatieplannen van de distributie- en transmissienetbeheerder voor de korte/middellange termijn.

Artikel 2.3.29 kadert op wie de verplichte informatie-uitwisseling m.b.t. de niet-beschikbaarheidsplanning van toepassing is, welke partijen betrokken zijn bij de informatie-uitwisseling, en welke gegevens ten minste uitgewisseld moeten worden.

¹⁵ Zo moet het nieuwe artikel 2.3.33 §2 van het TRDE bijvoorbeeld samen gelezen worden met artikel 4.1.17/5 van het Energiedecreet en de reeds bestaande artikelen 2.3.20 /1 §2 en 2.3.22 /1 van het TRDE. Artikel 2.3.33 §4 van het TRDE moet op zijn beurt samen gelezen worden met artikel 4.1.17/4 van het Energiedecreet en de reeds bestaande artikelen 2.3.20 /1 §1 en 2.3.22 van het TRDE.

¹⁶ Zie artikel 2.3.8 §3 en artikel 6.1.6 §1 vijfde bullet van het TRDE.

Artikel 2.3.30 legt het contractueel kader vast voor de niet-beschikbaarheidsplanning. Dit artikel bepaalt de procedurele en inhoudelijke vereisten waaraan voldaan moet worden.

Artikel 2.3.31 beschrijft de procedurele basisprincipes voor de informatie-uitwisseling over de niet-beschikbaarheidsplanning tussen de verantwoordelijke van de niet-beschikbaarheidsplanning en de elektriciteitsdistributienetbeheerder.

2.4.2.2. Code gesloten distributienetten

We voorzien in de Code Gesloten Distributienetten vier nieuwe onderafdelingen, *Onderafdeling 2. Congestiebeheer*, *Onderafdeling 3. Geïntegreerde coördinatie voor de planning en het beheer van congestie op het transmissienet*, *Onderafdeling 4. Niet-beschikbaarheidsplanning en Onderafdeling 5. Flexibiliteit en ondersteunende diensten*.

Artikel 7.2.13 beschrijft welke regels van toepassing zijn voor de beperking van de toegang tot het net ten gevolge van lokale congestie of redispatching, wat de acties zijn die de beheerder van het gesloten distributienet moet nemen ten aanzien van de achterliggende netgebruiker en de evenwichtsverantwoordelijke, en welke type flexibiliteit de beheerder van het gesloten distributienet onder welke omstandigheden moet inzetten. We aligneren ons hier op de reeds bestaande bepalingen in het TRPV.

Artikel 7.2.14 beschrijft op welke installaties de nieuw ingevoerde bepalingen inzake niet-beschikbaarheidsplanning van toepassing zijn. Zoals hierboven onder Titel 2.4.1 gekaderd, beperken we ons tot grote productie-eenheden (type B/C/D) en grote energieopslageenheden (globaal opgesteld vermogen groter dan of gelijk aan 1 MVA), die zich binnen een gesloten distributienet bevinden.

Artikel 7.2.15 kadert op wie de verplichte informatie-uitwisseling m.b.t. de niet-beschikbaarheidsplanning van toepassing is, welke partijen betrokken zijn bij de informatie-uitwisseling, en welke gegevens ten minste uitgewisseld moeten worden. We aligneren ons hier op de reeds bestaande bepalingen in het TRPV.

Artikel 7.2.16 beschrijft de procedurele basisprincipes voor de informatie-uitwisseling over de niet-beschikbaarheidsplanning tussen de verantwoordelijke van de niet-beschikbaarheidsplanning en de beheerder van het gesloten distributienet. We aligneren ons hier op de reeds bestaande bepalingen in het TRPV.

Artikel 7.2.17 bepaalt dat de beheerder van het gesloten distributienet de achterliggende netgebruikers in geval van buitengewone omstandigheden kan verplichten om deel te nemen aan flexibiliteitsdiensten voor lokale congestie en redispatching, en dat deze buitengewone omstandigheden op zijn beurt definieert. We aligneren ons hier op de reeds bestaande bepalingen in het TRPV.

Artikel 7.2.18 bepaalt dat de beheerder van het gesloten distributienet de achterliggende netgebruikers in geval van onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden kan verplichten om deel te nemen aan flexibiliteitsdiensten voor lokale congestie en redispatching, en dat deze onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden op zijn beurt definieert. We aligneren ons hier op de reeds bestaande bepalingen in het TRPV.