



RAPPORT OVER "PUBLIEKE CONSULTATIE: DREMPELWAARDEN VOOR DE MAXIMUM- CAPACITEIT VAN ELEKTRICITEITSPRODUCTIE- EENHEDEN VAN HET TYPE B, C EN D"

Elia – TNB voorstel volgens de NC RfG Art. 5(3)

September 2017

INHOUDSTAFEL

1. Inleiding	3
2. Ontvangen feedback	4
3. bespreking van de ontvangen feedback	4
1. Type B	5
1.1. Maximale capaciteitsdrempelwaarde van type B	5
1.1.1. Samenvatting van de ontvangen feedback	5
1.1.2. Visie van Elia.....	6
2. Type C	11
2.1. Maximale capaciteitsdrempelwaarde van type C	11
2.1.1. Samenvatting van de ontvangen feedback	11
2.1.2. Visie van Elia.....	11
3. Type D	13
3.1. Maximale capaciteitsdrempelwaarde van type D	13
3.1.1. Samenvatting van de ontvangen feedback	13
3.1.2. Visie van Elia.....	13
3.2. Type D met spanning op het aansluitpunt ≥ 110 kV	13
3.2.1. Samenvatting van de ontvangen feedback	13
3.2.2. Visie van Elia.....	14
4. Commentaren van stakeholders indirect gelinkt aan het voorstel voor drempelwaarden voor de maximumcapaciteit van PGM's van type B, C en D15	
4.1. Afwijkingen	15
4.1.1. Samenvatting van de ontvangen feedback	15
4.1.2. Visie van Elia.....	16
4.2. Impact buiten aansluitcodes	17
4.2.1. Samenvatting van de ontvangen feedback	17
4.2.2. Visie van Elia.....	17
4.3. Vereisten voor PGM van type B	18
4.3.1. Samenvatting van de ontvangen feedback	18
4.3.2. Visie van Elia.....	18
4.4. Europese normen	19
4.4.1. Samenvatting van de ontvangen feedback	19
4.4.2. Visie van Elia.....	20
4.5. Coördinatie met DNB's en CDSO's	21
4.5.1. Samenvatting van de ontvangen feedback	21
4.5.2. Visie van Elia.....	21
4.6. Overige commentaren	21
4.6.1. Samenvatting van de ontvangen feedback	21
4.6.2. Visie van Elia.....	21

1. INLEIDING

Van 19 mei 2017 tot 20 juni 2017 organiseerde Elia een publieke consultatie over het voorstel voor drempelwaarden voor de maximumcapaciteit van elektriciteitsproductie-eenheden (hierna 'PGM' genoemd, 'Power-Generating Module') van het type B, C en D, zoals bepaald in art. 5 van de Netcode 'Requirements for Generators' (NC RfG)¹. Daarmee voldoet Elia als de relevante transmissienetbeheerder (TNB) aan de vereiste bepaald in art. 5(3) van de NC RfG om een publieke consultatie te houden over dit onderwerp. Het consultatiedocument kan worden geraadpleegd via de volgende [link](#).

Het rapport heeft als doel de feedback die uit de consultatie naar voren komt, te consolideren en tegelijk het standpunt van Elia ten aanzien van deze reacties weer te geven.

Deze formele publieke consultatie werd voorafgegaan door een actief en interactief stakeholderdebat binnen de Elia Users' Group en tijdens verschillende bilaterale ontmoetingen tussen Elia en stakeholders over specifieke kwesties. Om de implementatie van de netcodes in België te bespreken, richtte de Users' Group einde 2015 de 'Task Force Implementation Network Codes' op, als subgroep van de Werkgroep Belgian Grid. Deze Task Force fungeerde als een platform waar de inhoudelijke aspecten van de netcodes werden besproken en geanalyseerd.

Deze Task Force Implementation NC ging einde 2015 van start en werkte door tot het einde van Q1 2017, waarbij de stand van zaken regelmatig gerapporteerd werd in de vergaderingen van de WG Belgian Grid. Einde 2015 en begin 2016 startte deze Task Force met een eerste iteratie over 'Significant Grid Users', wat leidde tot een voorlopig voorstel voor drempelwaarden voor de maximumcapaciteit van PGM van het type B, C en D. Dit voorstel diende als werkhypothese voor de verschillende technische besprekingen (sessies) van uiteenlopende onderwerpen die daarna in deze Task Force plaatsvonden tot begin 2017. In het eerste kwartaal van 2017 werd het initiële voorstel voor drempelwaarden herzien tijdens een tweede iteratie over 'Significant Grid Users', rekening houdend met de technische besprekingen die hieraan vooraf gingen.

De debatten binnen de Users' Group en bilaterale bijeenkomsten (bv. Febeliec over onderwerpen in verband met gesloten distributienetten (hierna 'CDS' genoemd, 'Closed Distribution System') gaven alle partijen de gelegenheid om hun opmerkingen te geven en hun bezorgdheden te uiten in verband met het voorstel voor drempelwaarden en andere aspecten van de netcodes. Het uiteindelijke voorstel voor de maximale capaciteitsdrempelwaarden dat aan de consultatie werd onderworpen, hield rekening met deze feedback van de stakeholders en werd vastgelegd in overleg met de distributienetbeheerders (DNB's) binnen Synergrid, in het bijzonder voor wat de drempelwaarden van de type B PGM eenheden betreft.

Meer informatie over de agenda, verslagen en presentaties van deze Task Force vindt u op de [website van Elia](#). Het toepassingsgebied en de technische en juridische aspecten van

¹ De Verordening van de Commissie (EU) 2016/631 van 14 april 2016 tot vaststelling van een netcode betreffende eisen voor de aansluiting van elektriciteitsproducenten op het net, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631&from=EN>

het voorstel voor drempelwaarden voor de maximumcapaciteit van PGM van het type B, C en D, vindt u in het [publieke consultatiedocument](#).

De timing om het voorstel voor drempelwaarden voor de maximumcapaciteit van elektriciteitsproductie-eenheden van het type B, C en D voor te leggen aan de bevoegde instanties wordt niet gespecificeerd in de NC RfG. Daarom wordt voorgesteld dezelfde deadline te hanteren als opgegeven in art. 7(4) van de NC RfG voor het voorstel voor eisen voor algemene toepassing (hierna 'voorstel voor general requirements' genoemd), nl. 2 jaar na de inwerkingtreding van de NC RfG, 17 mei 2018.

In hoofdstuk 2 van deze tekst wordt de feedback die Elia heeft ontvangen weergegeven. Deze ontvangen feedback wordt verder besproken in hoofdstuk 3. In hoofdstuk 4 ten slotte komen de commentaren van de stakeholders aan bod die indirect gelinkt zijn aan de publieke consultatie over de maximale capaciteitsdrempelwaarden.

2. ONTVANGEN FEEDBACK

Naar aanleiding van de consultatie ontving Elia antwoorden van de volgende partijen:

- BGA ('Belgian Generators Associations': met daarin de federaties BOP, COGEN Vlaanderen, EDORA, FEBEG en ODE)
- Febeliec
- Publieke DNB's (Eandis, Infrax, Ores, Resa en Sibelga)

De antwoorden zijn aangegeven als niet-vertrouwelijk. De originele ontvangen antwoorden staan in Bijlage I van dit rapport. Zij zullen eveneens ter beschikking gesteld worden op de website van Elia samen met dit consultatierapport.

3. BESPREKING VAN DE ONTVANGEN FEEDBACK

In het publieke consultatiedocument wierp Elia een aantal specifieke vragen op en gaf het de stakeholders ook de kans om algemene feedback te geven. Verder in dit hoofdstuk worden de ontvangen reacties per thema gebundeld. Voor elk thema worden de ontvangen antwoorden samengebracht en wordt vervolgens een reactie van Elia weergegeven.

Elia heeft de ontvangen reacties naar best vermogen samengevat. De exacte formulering, de gedetailleerde argumentatie en context van elke reactie kan worden nagegaan in de afzonderlijke ontvangen antwoorden (in Bijlage I – in het Engels).

1. Type B

1.1. Maximale capaciteitsdrempelwaarde van type B

1.1.1. Samenvatting van de ontvangen feedback

BGA trekt de juridische analyse van Elia niet in twijfel, maar betreurt dat de juridisch meest aangewezen aanpak opteert voor een lagere drempel voor type B van 250 kW, gecombineerd met afwijkingen voor de groep PGM tussen 250 kW en 1 MW van type B. BGA meent dat deze gekozen optie verder gaat dan een zuivere juridische implementatiekeuze en meer risico inhoudt omdat er geen garantie is dat de beoogde afwijkingen worden verkregen. Voor meer opmerkingen over afwijkingen zie Paragraaf 4.1 (Afwijkingen).

BGA verkiest eerder de optie van 1 MW en suggereert dat de keuze van Elia van 250 kVA nogal willekeurig is en vooral gebaseerd op de drempelwaarde voor telecontrole ('remote control') van actief vermogen in het Waalse Technische Reglement, in tegenstelling tot de drempelwaarde van 1 MVA (eigenlijk 1 MVA of lager) in het Vlaamse Technische Reglement. Het is voor BGA niet duidelijk waarom juist de waarde 250 kW werd gekozen in plaats van 300 kW, 500 kW of zelfs 1 MW. Bijkomends stelt BGA nog niet te zijn overtuigd door de argumentatie in het consultatiedocument:

- Aangaande communicatie en informatie-uitwisseling begrijpt BGA de nood voor netbeheerders om een beter inzicht te hebben in de power flows op het net, maar begrijpt niet waarom dit een telecontrole-installatie vereist en vraagt of een eenvoudige Programmable Logic Controller (PLC) ook aan de vereiste controle mogelijkheden voldoet.

BGA is gekant tegen het opleggen van dure telecontrolekasten voor installaties vanaf 250 kW en stelt voor dat de drempelwaarde voor het opleggen van telecontrole-eisen op 1 MW moet vastgelegd worden, ongeacht de drempelwaarden die in het kader van de NC RfG worden vastgelegd.

- Aangaande de elektrische beveiligingsschema's ('electrical protection schemes') die de DNB's sinds vele jaren vragen in het aansluitingsproces en de door de DNB's opgegeven instellingen ('settings') van de installaties met het oog op de beveiliging van de lokale netten, ziet BGA niet de noodzaak in om de drempelwaarde A/B aan te passen aan deze eis, aangezien elektrische beveiligingsschema's ook vandaag al vereist zijn vanaf 10 kW.
- Aangaande het herstel van het net ('system restoration') begrijpt BGA de noodzaak om 'controle' te hebben over de productie die aanwezig is op de feeder, maar stelt in vraag waarom dit cruciaal is vanaf 250 kW.

Febeliec is niet overtuigd van de voorgestelde juridische aanpak en verkiest om de minst strenge drempelwaarde van 1 MW toe te passen, tenminste totdat in de toekomst het bewijs geleverd wordt dat er een strengere waarde moet worden toegepast (na een kosten-baten analyse):

- De optie met afwijkingen houdt meer risico's in omdat de afwijkingen slechts gedurende een beperkte tijd van toepassing zijn en het nog altijd onzeker is of ze wel zullen worden toegestaan.
- Door strengere drempelwaarden toe te passen dan de maximale drempelwaarden die worden toegestaan door de NC RfG, is er geen evenwicht meer tussen de

voordelen voor Elia op het vlak van het netbeheer en de financiële, administratieve en technische lasten voor de individuele netgebruikers. Als België voorstelt om strengere drempelwaarden te hanteren, volgt het een hele andere aanpak dan Frankrijk en andere lidstaten, die eerder een afwachtende houding lijken aan te nemen. Dit bevordert de harmonisering op Europees niveau niet en heeft een ongunstig effect op het toekomstig investeringsklimaat in België en de internationale concurrentiepositie.

- Ondanks de vraag van de stakeholders om zijn standpunt te verantwoorden heeft Elia nooit een kwantitatieve kosten-batenanalyse geleverd m.b.t. haar positie om strengere drempelwaarden te voorzien.

De publieke **DNB's** steunen de voorgestelde maximale capaciteitsdrempelwaarde B en de voorgestelde algemene aanpak volledig.

1.1.2. Visie van Elia

De publieke consultatie en de voorafgaande discussies hebben aangetoond dat er duidelijk nood is aan de keuze voor een drempelwaarde van 250 kW. De keuze voor deze drempelwaarde wordt gemotiveerd door enerzijds de mogelijkheid van real-time communicatie en controle tijdens de normale werking en anderzijds de noodzaak om het gedrag van plaatselijke producenten tijdens nood- en herstelsituaties te kunnen controleren.

Het verwachte volume van eenheden in de schijf van 250 kW – 1 MW is aanzienlijk, en hoewel het geen nadelig effect heeft op de stabiliteit van het transmissienet (om die reden wordt voorgesteld bepaalde eisen zoals 'Fault-Ride-Through' (FRT) te versoepelen voor deze categorie), heeft het een grote invloed in de minder vermaasde netten waarop zij zijn aangesloten, zoals die van de DNB's. Dit rechtvaardigt in grote mate de noodzaak van real-time communicatie en controle tijdens normale werking en de noodzaak om het gedrag van plaatselijke producenten tijdens nood- en herstelsituaties te kunnen controleren.

Door een drempelwaarde van 1 MW te kiezen zou aan deze noden niet worden tegemoet gekomen en zou dit een aanzienlijke impact hebben op de capaciteit van het net om nieuwe eenheden aan te sluiten in de schijf van 250 kW – 1 MW. Indien een drempelwaarde van 1 MW wordt gekozen en informatie-uitwisselingseisen worden toegepast vanaf 1 MW, zou dit, in zones met congestie, kleinere eenheden uitsluiten om aangesloten te worden gezien zij enerzijds niet controleerbaar zijn, en anderzijds zou de aansluiting van een groot aantal van deze eenheden de bevoorradingskwaliteit en -zekerheid in het gedrang kunnen brengen².

De keuze van de drempelwaarde A/B van 250 kW is niet willekeurig

De stakeholders hebben hun twijfels uitgesproken over de keuze van de drempelwaarde voor type B in vergelijking met andere mogelijke drempelwaarden in de schijf 250 kW – 1 MW.

² VREG erkende deze Synergrid-argumentatie in zijn publiek consultatierapport ter aanpassing van het Technisch Reglement Distributie Energie (TRDE): http://www.vreg.be/sites/default/files/document/consultation/verwerking_opmerkingen_consultatie_trde.pdf (Pagina 12)

Volgens de ENTSO-e richtlijnen (Implementation Guidance Document - IGD), vormt de afstemming op de bestaande reglementering één van de pijlers voor de keuze van de drempelwaarden.

Het voorstel van Elia werd afgestemd met de publieke DNB's, die een veel grotere impact ondervinden en zullen ondervinden van de installatie van eenheden in de schijf 250 kW – 1 MW. De keuze werd namelijk in lijn gebracht met het voorstel voor de drempelwaarden in het Technisch Reglement Distributie³, waarin de drempelwaarde van 250 kVA het vermogen van een elektriciteitsproductie-eenheid bepaalt vanaf dewelke een aansluiting op de middenspanning systematisch wordt opgelegd. Deze drempelwaarde is van toepassing in elk gewest in België.

Een vergelijkbare aanpak wordt ook gehanteerd in Duitsland, waar het huidige voorstel voor de drempel tussen type A en B (135kW) is afgestemd op de aansluitcriteria tussen laagspannings (LS) - en middenspanningsaansluitingen (MS). Ook in Frankrijk bestaat de wens om geleidelijk de waarde van 250 kW in te voeren als drempelwaarde tussen type A en B. Een 'roadmap', die de evolutie van het communicatiesysteem bevat, werd in samenwerking met de stakeholders opgesteld.

Het differentiëren van de vereisten voor laag- en middenspanning wordt ook gebruikt bij het vastleggen van de categorieën die worden gehanteerd bij de CENELEC-normen.

Bovendien zijn de capaciteitsvereisten ('capability requirements') van type B, vooral op het vlak van telecontrole en reactief vermogen, uitermate belangrijk voor de betrouwbaarheid en het (toekomstig) beheer van het middenspanningsnet (MS). Het differentiëren tussen LS en MS is zinvol aangezien de invloed van de MS-aangesloten eenheden op het transmissienet en de invloed van deze laatste op de MS-aangesloten eenheden veel groter is dan in het geval van LS-aangesloten eenheden.

Ten slotte, is er op nationaal niveau een duidelijke bereidheid om de wettelijke implementatie, de leesbaarheid en het conformiteitsproces te vereenvoudigen om de toegang tot het net te vergemakkelijken. Dit doel wordt gefaciliteerd door het aantal drempelwaarden in de verschillende reglementeringen te verminderen.

Elia heeft zijn voorstel voor drempelwaarden uitvoerig verantwoord in het consultatiedocument maar ook in de vele vergaderingen van de Task Force Implementation NC. Zoals beschreven in het ENTSO-E IGD over de nationale implementatie van aansluitcodes⁴, is Elia niet wettelijk verplicht een kosten-batenanalyse

³ VREG: Technisch Reglement Distributie Elektriciteit (Art. III. 3.1.3 (3)):

http://www.vreg.be/sites/default/files/tdre_versie_5_mei_2015.pdf

CWaPE : Règlement Technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité (Art. 46(3)): <https://wallex.wallonie.be/PdfLoader.php?type=doc&linkpdf=19977-20974-13168>

Brugel : Technisch Reglement Elektriciteit (Art. 73(4)):

http://www.brugel.be/Files/media/T17/SANS_20130606_RUMUHIZI_75601_1.pdf

⁴ ENTSO-E begeleidend document over de nationale implementatie van de Europese aansluitingsnetcodes:

https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20rfg/161116_IGD_Selecting%20national%20MW%20boundary_for%20publication.pdf

(CBA - cost-benefit analysis) te leveren voor dit verzoek. Een CBA is alleen vereist om eventuele herziene eisen toe te passen op bestaande producenten, overeenkomstig art. 4(3) van de NC RfG.

Keuze van de drempelwaarde A/B om onzekerheden in verband met de toekomstige ontwikkelingen te beheersen.

Een stakeholder [BGA] stelde voor om zich te richten op de maximale drempelwaarde van 1 MW aangezien er onzekerheid bestaat of de toekomstige ontwikkeling en de huidige noden daarvoor als referentiebasis moeten worden gebruikt.

Elia wil erop wijzen dat een zekere mate van onzekerheid onvermijdelijk is bij de inschatting van de toekomstige ontwikkeling. Desondanks moet de beste inschatting van de evolutie van het productiepark gebruikt worden om de drempelwaarden te bepalen.

Deze beste inschatting, zoals ook besproken en uiteengezet tijdens de vergaderingen van de Task Force, voorziet een stijging van het volume van lokale producenten die aangesloten moeten worden (op het distributienet) in België. Dit sluit aan bij het merendeel van de Europese en nationale scenario's. Voor de bevoorradingzekerheid is het zeer gevaarlijk alleen de huidige situatie en noden als referentiebasis te gebruiken (bv. door ervan uit te gaan dat het volume van lokale producenten in de toekomst niet zal stijgen) en dit kan het risico vergroten dat in de toekomst NC-eisen met terugwerkende kracht moeten worden toegepast op bestaande gebruikers.

Er moet ook worden benadrukt dat het veranderen van de wetgeving een complex proces is dat tijd vraagt. Elia baseert zijn keuze ook op ervaringen uit het verleden op Europees niveau waarbij de volumetoename van bepaalde technologieën (bijvoorbeeld zonne-energie in Italië of windenergie in Spanje) zo snel verliep dat de technische reglementering niet op tijd kon worden aangepast.

Een basisvereiste van de nieuwe netcodes en reglementering, met name inzake de aansluiting, is bovendien dat ze een aantal jaren moeten van toepassing zijn om zekerheid te geven aan de investeringen en om de noodzaak van veelvuldige aanpassingen te beperken.

De keuze van een drempelwaarde A/B lager dan de door de NC RfG toegelaten maximumwaarde heeft geen nadelig effect op het toekomstig investeringsklimaat in België en op de concurrentiekracht van de huidige investeringen in vergelijking met andere Europese landen

De huidige keuze van een drempelwaarde die afwijkt van de maximumwaarden die zijn toegelaten door de NC RfG, werd bekritiseerd door een stakeholder [Febeliec], die beweert dat dit een nadelig effect zou hebben op het toekomstige investeringsklimaat in België en de concurrentiekracht van de huidige investeringen zou verminderen in vergelijking met andere Europese landen.

Elia wil erop wijzen dat de voorgestelde keuze van drempelwaarden de toegang tot het net zou vergemakkelijken voor de verwachte toekomstige productiemix in België (nl. meer gedecentraliseerde productie en meer hernieuwbare productie). Bovendien is de huidige keuze van drempelwaarden van andere Europese TNB's in de meeste gevallen beperkender dan of even beperkend als de Belgische, zoals wordt verduidelijkt in het consultatiedocument. Dit ondersteunt in sterke mate het verzoek van de stakeholders om op Europees niveau gelijke voorwaarden ('level playing field') te creëren voor productie-eenheden en bevordert de homogene ontwikkeling van producten in heel Europa (bv. Spanje, Duitsland, Italië) met als gevolg dat de huidige concurrentiekracht toeneemt en het toekomstige investeringsklimaat verbetert.

Nood aan sterke controleerbaarheid van het net in geval van herstel van het net

Aangaande de noden m.b.t. het herstel van het net wenst Elia er eens te meer op wijzen dat een controleerbare injectie tijdens omstandigheden waarbij er zich storingen voordoen op het systeem van het allergrootste belang is om een stabiel net te handhaven en het proces te versnellen in geval van wederopbouw of om alle klanten zo snel mogelijk weer van stroom te voorzien.

Dit geldt vooral voor hernieuwbare en lokale productie waarvan de injectie intrinsiek schommelt en op het 'park' niveau veel minder voorspelbaar is dan de belasting. Aangezien eenheden van type B, vanwege hun omvang en aantal, tijdens een herstel van het net geleidelijk naar een zwakker net worden gehersynchroniseerd, wordt deze eis van controleerbaarheid absoluut noodzakelijk.

Nood aan bidirectionele communicatie met eenheden vanaf 250 kW

Elia begrijpt de bezorgdheden en vragen van stakeholders in verband met de nood aan real-time controle, met name voor eenheden tussen 250 kW en 1 MW en de daarmee verbonden kosten, en wil daarom enkele aspecten verder verduidelijken.

Ten eerste en zoals vermeld in het consultatiedocument betreffende het voorstel voor drempelwaarden voor de maximumcapaciteit van elektriciteitsproductie-eenheden van het Type B, C en D, maakt de huidige en verwachte evolutie van de energiemix in België en in het bijzonder de "shift" naar gedecentraliseerde productie (waarvan hun geïnjecteerd vermogen, omwille van hun aard, significant verschilt van deze van conventionele thermische generatoren) het noodzakelijk om, niet alleen kennis te hebben van de werkingstoestand van deze gedecentraliseerde productie, om hun gedrag in real-time te kunnen voorspellen en observeren, maar bovendien ook om het actief en reactief vermogen die ze genereren te kunnen controleren vanop afstand om zo het elektriciteitsnet te kunnen beheren en in de toekomst een zelfde kwaliteit van service aan te bieden zoals vandaag.

Het gebrek aan controle van het bereik 250 kW – 1 MW kan leiden tot problemen met spanningskwaliteit, congestie en zelfs stroomvoorziening en daarom is de opvolging van het gedrag essentieel maar niet voldoende.

Wat de kosten betreft, kunnen Elia en de publieke DNB's bevestigen dat, in het algemeen, de netbeheerders er systematisch naar streven om het technisch en economisch optimum te bereiken, en zoveel als mogelijk gebruik maken van gestandaardiseerde oplossingen, wat volledig aansluit bij het doel van een maximale kostenbesparing.

Elia en de publieke DNB's hebben, zelfs recent nog, besprekingen gevoerd met als doel ervoor te zorgen dat de aangenomen technische oplossingen altijd sterk zullen overeenkomen met het bovengenoemde technische en economische optimum.

Bovendien hebben de publieke DNB's aan Elia vermeld dat de bezorgdheid van de stakeholders m.b.t. deze "kosten" verduidelijkt dient te worden. Het factuurbedrag voor een systeem van real-time telecontrole en telemonitoring bevat niet alleen de apparatuur (RTU en modem) maar ook:

- de programmering van automatische "fail safe" instructies afhankelijk van de configuratie van elke klant,
- de wisselrichter(inverter)/batterij als hulpbron om de status of het alarm te kunnen communiceren wanneer het elektriciteitsnet niet beschikbaar is,
- de integratie in het SCADA-systeem en alle tests die nodig zijn om ervoor te zorgen dat alles correct functioneert,

- de integratie van het berekeningsalgoritme van de modulatie (indien van toepassing),
- de kosten van telecommunicatie en preventief en curatief onderhoud gedurende de gehele levensduur van de aansluiting.

Deze 'kosten' moeten in hun totaliteit worden beschouwd.

De publieke DNB's blijven beschikbaar om dit, indien nodig, verder te bespreken met stakeholders en CDSO's ('Closed Distribution System Operators') teneinde dit punt verder te verduidelijken.

Elia wil erop wijzen dat de DNB's binnen Synergrid de mogelijkheid analyseren om de vereiste functionaliteiten voor real-time telemonitoring en telecontrole te standaardiseren over alle regio's heen.

Elia analyseert ook de mogelijkheid om, op basis van voorstellen en ervaringen in de buurlanden, een goedkoper communicatieprotocol te gebruiken voor eenheden met een maximaal vermogen tussen 250 kW en 1 MW aangesloten op het transmissie- en plaatselijk vervoersnet, dat toelaat om aan de minimale eisen voor telemonitoring en telecontrole te voldoen.

Ten slotte moedigt Elia de publieke DNB's, de CDSO's en de stakeholders aan om overleg te plegen om zo een optimale techno-economische oplossing te vinden die rekening houdt met de noodzakelijke eisen voor kwaliteit, responstijd, (cyber)veiligheid, interoperabiliteit en beschikbaarheid op de markt. Elia zal ook deelnemen aan deze discussie om zich te verzekeren van de compatibiliteit van de voorgestelde oplossing met de vereisten van Elia als TNB en met het oog op een eventuele toepassing op Type B-eenheden, aangesloten op het transmissie- en plaatselijk vervoersnet.

2. Type C

2.1. Maximale capaciteitsdrempelwaarde van type C

2.1.1. Samenvatting van de ontvangen feedback

De publieke DNB's gaan akkoord met de voorgestelde drempelwaarde van 25 MW, hoewel ze stellen (bijna) niet te worden geïmpacteerd door de eisen voor Type C.

Febeliec gaf geen commentaar op de voorgestelde drempelwaarde voor Type C.

BGA stelt voor een drempelwaarde B/C van 50 MW te gebruiken in plaats van 25 MW, om de volgende redenen:

- Om de zeer strenge eisen te vermijden voor PGM's met een maximumcapaciteit tussen 25 en 50 MW en aangesloten boven 110 kV, die als eenheden van type D worden beschouwd. Vooral de eisen inzake Fault-Ride-Through ('FRT') en reactief vermogen van type D zijn voor de meeste kleinere eenheden problematisch.
- De aanwezigheid van grote WKK-eenheden in de schijf van 25 MW tot 50 MW (bv. de General Electric LM6000, een typische gasturbine die in WKK-installaties wordt gebruikt) die vaak in industriegebieden zijn gelegen. Het opleggen van de eisen voor Type C lijkt overdreven gezien hun geringe relevantie voor het net.
- De strenge eisen voor bestaande PGM's in geval van een grondige modernisering.
- Het is irrelevant om de limiet te bepalen op basis van de huidige regelgeving. De netcodes bieden een kans om de huidige reglementeringen binnen Europa te harmoniseren om gelijke voorwaarden te creëren voor Europese netgebruikers.
- De strenge eisen voor SPGM's van type C (en D) voor de opname van reactief vermogen.

Voorts geeft BGA aan dat Elia de kwestie van de grondige modernisering in het consultatiedocument niet heeft vermeld, terwijl dit gevolgen heeft voor de keuze van de drempelwaarde B-C. In geval van een grondige modernisering moeten eenheden van type C voldoen aan de NC RfG.

2.1.2. Visie van Elia

Coördinatie tussen aangrenzende TNB's is aan de gang

De ENTSO-e IGD over de keuze van de drempelwaarden voor de maximumcapaciteit van PGM van het Type B,C stelt voor de bestaande wetgevingen te gebruiken als onderdeel van de motivatie om een drempelwaarde te kiezen. Bovendien heeft Elia bij de keuze van de drempelwaarden het principe van 'evolutie in plaats van revolutie' gehanteerd.

Elia is sterk betrokken bij verschillende ENTSO-E WG's voor het opstellen van NC's en voor de nationale implementatie van de NC's, waarin de status van de nationale implementatie, nationale thema's en begeleiding worden besproken en vervolgens voorgesteld om tot een gecoördineerde implementatie van de NC's te komen. Voorlopig lijkt het erop dat, gezien het huidige niveau van bespreking op hun nationaal niveau, de meeste buurlanden rekening hebben gehouden met de bestaande wetgeving bij de keuze van de drempelwaarden, zoals dit ook in België gebeurt. Elia heeft ook vastgesteld dat het voorstel van Elia allesbehalve extreem is voor om het even welke drempelwaarde en dat

bijgevolg de Belgische stakeholders in principe dus niet zou moeten benadeeld zijn in vergelijking met stakeholders die actief zijn in andere EU-landen.

Bovendien is Elia sinds begin 2017 betrokken bij uitgebreide gesprekken met aangrenzende TNB's (nl. RTE, Tennet NL, Amprion, Tennet DE, Creos) over het voorstel inzake de drempelwaarden voor de maximumcapaciteit van PGM's van het type B, C en D en over de motivatie voor deze voorgestelde drempelwaarden. De verslagen van deze vergaderingen zullen worden gedeeld met de betrokken regulatoren, lidstaten en andere TNB's om een gecoördineerde implementatie van de NC te bevorderen.

We kunnen dus besluiten dat België niet het strengste land is in Europa en dat de technologieën die nodig zijn om aan de voorgestelde eisen te voldoen beschikbaar zullen zijn op de markt en bijgevolg gelijke voorwaarden ('level playing field') gegarandeerd zijn.

Eisen voor type C zijn niet onmogelijk om aan te voldoen voor de voorgestelde drempelwaarden

Deze consultatie heeft voornamelijk betrekking op het voorstel van de maximale capaciteitsdrempelwaarden B, C en de klemtoon ligt niet op de vereisten.

De door BGA geleverde documenten tonen niet aan dat het onmogelijk is conform te zijn voor type C (i.e. fault-ride-through capaciteit ('capability') met een resterende spanning van 30%).

Bovendien worden de Fault Ride Through ('FRT')-eisen niet beïnvloed door de Type C-drempel, behalve voor de eenheden van Type C tussen 25 MW en 50 MW die zijn aangesloten boven 110 kV. Als deze kwestie (Fault Ride Through – problematiek) alleen betrekking heeft op een specifiek generatormodel, zouden de generatoren een individuele afwijking kunnen voordragen.

Elia erkent ook de eigenheid van grondige modernisering ('substantial modernisation') maar verwijst naar de discussie die loopt in de WG Belgian Grid, waar algemene criteria worden bepaald. De eerste informatie aangaande grondige modernisering evenals verslag van de eerste besprekingen zijn publiek toegankelijk op de webstie van de WG Belgian Grid.

Aanwezigheid van grote WKK-eenheden

BGA verwijst naar de LM6000 als voorbeeld voor de aanwezigheid van grote WKK-eenheden in de schijf van 25 MW tot 50 MW. Dit voorbeeld gaat slechts over één technologie en één specifieke leverancier en Elia wil vermijden dat de regelgeving wordt aangepast aan uitzonderingen of aan de kenmerken van één welbepaalde installatie.

3. Type D

3.1. Maximale capaciteitsdrempelwaarde van type D

3.1.1. Samenvatting van de ontvangen feedback

BGA en de publieke DNB's stellen in hun feedback op de consultatie de voorgestelde drempelwaarde van 75 MW niet in vraag.

Febeliec stelt dat er bij een strengere drempelwaardekeuze, dan de maximaal toegelaten drempelwaarden in de NC RfG, voor C-D (en A-B), geen evenwicht is tussen de voordelen voor Elia en de financiële, administratieve en technische lasten voor individuele netgebruikers.

Voor de duidelijkheid vraagt BGA aan Elia te bevestigen dat offshore windparken automatisch als type D zullen worden beschouwd, ook al is de capaciteit van sommige eenheden lager dan 10 MW.

3.1.2. Visie van Elia

De NC RfG specificeert de mogelijkheid voor de relevante TNB om drempelwaarden te kiezen onder de maximum toegelaten capaciteitsdrempelwaarde, in overeenstemming met artikel 5 van deze netcode. In lijn met de NC RfG vereist deze drempelwaardekeuze geen kosten-baten analyse. Elia heeft echter altijd de feedback van de stakeholders m.b.t. de financiële, administratieve en technische lasten voor de individuele netgebruikers in rekening genomen en heeft de voorgestelde technische vereisten in dat opzicht aangepast, indien aangewezen. Zo werd het oorspronkelijke voorstel i.v.m. capaciteiten ('capabilities') voor reactief vermogen herzien en aangepast om de kosten van de individuele netgebruiker te verminderen.

Elia bevestigt dat, overeenkomstig de NC-definitie van PPM, het totaal geïnstalleerde vermogen van een PPM moet worden beschouwd en niet het geïnstalleerde vermogen van elke turbine afzonderlijk. Zo moet het huidige windmolenpark dat verbonden is met de kust van de Noordzee worden beschouwd als een bestaande PPM van type D.

3.2. Type D met spanning op het aansluitpunt ≥ 110 kV

3.2.1. Samenvatting van de ontvangen feedback

Volgens de NC RfG wordt elke PGM die is aangesloten op een spanningsniveau van 110 kV of hoger, beschouwd als type D. Febeliec en BGA verwelkomen de door Elia voorgestelde afwijking om dezelfde eisen van type A en B te overwegen voor eenheden met een maximale geïnstalleerde capaciteit lager dan 25 MW en aangesloten ≥ 110 kV, omdat dit buitensporige kosten vermijdt voor installaties met een eerder geringe invloed op het net.

BGA en Febeliec stellen voor de afwijking uit te breiden om ook installaties van type C aangesloten aan ≥ 110 kV niet als type D maar als type C te beschouwen. De voornaamste argumenten zijn:

- om een onderscheid te vermijden tussen identieke productiefaciliteiten dat louter gebaseerd is op het spanningsniveau van het net waarop zij zijn aangesloten en niet op het spanningsniveau van hun eigen aansluiting of op technische verschillen tussen de installaties.

- bovendien stelt BGA dat de huidige Fault-Ride-Through (FRT)-eis van 200 ms voor Type D zeer veeleisend is voor eenheden met een maximale geïnstalleerde capaciteit lager dan 75 MW.
- BGA stelt eveneens dat in bepaalde regio's (bv. Boucle de l'Est), generatoren noodgedwongen moeten aansluiten op 110 kV en ongewild worden geconfronteerd met hogere aansluitkosten.

BGA gaat akkoord met het opzet om de eisen voor Type D aan te passen via een afwijking, maar vindt dat deze afwijkingen zo veel mogelijk zekerheid en stabiliteit moeten bieden, en duidelijk langer dan 5 jaar moeten duren.

3.2.2. Visie van Elia

Evolutie van netwerken van 70kV naar 110kV leidt niet tot discriminatie

De gangbare praktijk bij verschillende Europese TNB's, die gebaseerd is op technische argumenten, bestaat erin de maximale grootte van de generatoren te beperken tot een bepaald spanningsniveau (bv. Frankrijk, Duitsland en Nederland). In België bestaat deze praktijk alleen voor de aansluiting van productie-eenheden op het DNB-net of voor de selectie van een aansluiting op DNB- of TNB-net (met ruimte voor individuele analyse tussen 10 MVA en 25MVA). In het kader van de aanvragen voor aansluiting op het Elia-net (oriënterende studies en gedetailleerde studies) gebeurt de selectie van het aansluitpunt en zijn spanningsniveau bovendien altijd na een specifiek onderzoek om de technisch en economisch meest optimale oplossing te vinden. In geen geval wordt er vooraf al beslist een aansluiting verplicht toe te wijzen aan een aansluitpunt van 110kV.

- In de context van de *Boucle de l'Est* en andere regionale netten stelt Elia altijd de oplossing voor die technisch en economisch optimaal is voor de evolutie van het net. De migratie van 70kV naar 110kV of 150kV in verschillende regio's wordt verantwoord door het feit dat 70kV-apparatuur niet meer beschikbaar is als een wereldwijde norm en/of omdat de meeste fabrikanten 110kV-apparatuur aanbieden voor dit doel tegen zeer beperkte meerkosten. Ook het milieueffect van de overstap van 70kV naar 110kV is zeer beperkt vanwege de toename van de transportcapaciteit met 57% met dezelfde geleiders. Deze toename van de transportcapaciteit is noodzakelijk om hostingcapaciteit te bieden voor gedecentraliseerde productie. Meer details over de motivatie voor de evolutie van 70kV-netten naar 110kV- en 150kV-netten vindt u in het "Plan d'Adaptation Wallon 2017-2024"⁵. Met betrekking tot de mogelijkheid om een PGM met een maximale capaciteit gelijkwaardig aan een PGM van Type A en B maar aangesloten op een spanningsniveau hoger of gelijk aan 110 kV, vrij te stellen voor enkele vereisten, meent Elia dat de TSO's uit de buurlanden een gelijkaardige visie hebben.

⁵ <http://www.elia.be/nl/over-elia/publications/investerings-en-ontwikkelingsplannen/plans-d-adaption-waals-gewest>

4. Commentaren van stakeholders indirect gelinkt aan het voorstel voor drempelwaarden voor de maximumcapaciteit van PGM's van type B, C en D

Elia stelde in het consultatiedocument een totaalaanpak voor (nl. een 'package approach', een technische oplossing waarin zowel de drempelwaarden als de aspecten i.v.m. de technische eisen aan bod komen), die niet alleen het voorstel voor de drempelwaarde voor de maximumcapaciteit van PGM's van type B, C en D behandelt, maar ook een eerste inkijk geeft in onderdelen van de relevante algemene eisen ('general requirements') in verband met het voorstel voor de drempelwaarde voor BCD. De informatie in het consultatiedocument in verband met het voorstel voor de nationale implementatie van de niet-exhaustieve technische eisen mag echter niet als volledig worden beschouwd en bijgevolg werd hierover niet geconsulteerd. Het definitieve voorstel in verband met de algemene eisen ('general requirements') zal later, in 2018, aan publieke consultatie worden onderworpen. De ontvangen reacties van stakeholders in verband met aspecten buiten het bestek van deze publieke consultatie (bv. over de nationale implementatie van de niet-exhaustieve technische eisen) zullen worden bekeken in het kader van de workshops over de finalisering van de algemene eisen ('general requirements'). In het kader van een constructief debat vindt Elia het desondanks nuttig een reactie te geven over verschillende van deze aspecten. Daarom worden deze commentaren hieronder besproken en gebundeld in 6 thema's:

- 4.1 Afwijkingen
- 4.2 Impact buiten aansluitcodes
- 4.3 Europese normen
- 4.4 Coördinatie met DNB's en CDSO's
- 4.5 Eisen voor PGM van type B
- 4.6 Overige commentaren

Paragrafen 4.1 tot 4.3 zijn nauw verbonden met de totaalaanpak ('package approach'), terwijl de paragrafen 4.4 tot 4.6 anders zijn en verband houden met aspecten buiten het ruime bestek van het consultatierapport. Alle commentaren zullen worden bekeken in het kader van de workshops over de finalisering van de algemene eisen ('general requirements').

4.1. Afwijkingen

4.1.1. Samenvatting van de ontvangen feedback

BGA en Febeliec juichen de voorgestelde afwijkingen toe, maar zeggen dat het voorgestelde 'totaalpakket' meer risico's inhoudt omdat er geen garantie is dat de afwijkingen zullen worden toegestaan en er onzekerheid bestaat over de duur van de afwijkingen:

Volgens BGA mogen de technische eisen geen ruimte laten voor onzekerheid en zouden zij een stabiel investeringsklimaat moeten bevorderen. Daarom stelt BGA voor de periode van 5 jaar te verlengen (omdat die te kort is) en het verlengingsproces van de afwijkingen minimaal 2 jaar op voorhand te starten.

BGA wijst erop dat er duidelijkheid ontbreekt over wat er gebeurt indien een afwijking niet wordt verlengd en benadrukt het belang om de elementen vast te leggen die bepalen welke afwijkende stelsels van toepassing zijn op een bepaalde installatie. BGA neemt aan dat:

- de eisen via de afwijkingen ten minste geldig blijven gedurende de technische levensduur van de PGM (zo niet, zou dit een zware retroactieve impact hebben en alle toegestane voordelen ondermijnen)
- alleen nieuwe installaties die na deze afwijkingsperiode (van 5 jaar) gebouwd worden, kunnen mogelijk niet meer van dezelfde afwijkingen genieten

BGA pleit voor een consultatie van de stakeholders wanneer Elia erover denkt een aanvraag in te dienen voor verlenging van de afwijkingen, en vraagt dat Elia zijn beslissing ondersteunt met een kosten-batenanalyse (CBA - cost-benefit analysis). Febeliec stelt dat het reeds een (begin van een) kwantitatieve CBA had verwacht in het consultatiedocument (voor elke voorgestelde afwijking).

4.1.2. Visie van Elia

De initiële duur van alle in het consultatiedocument voorgestelde afwijkingen (meer bepaald de afwijkingen om vereisten van Type A of Type B op te leggen voor eenheden van Type D met een maximale geïnstalleerde capaciteit lager dan 25 MW met een aansluitpunt van 110 kV of meer en de afwijkingen voor bepaalde robuustheidsvereisten in de schijf 250 kW – 1 MW, zie 4.1.1. in het consultatiedocument) wordt in principe vastgelegd op vijf jaar.

Een afwijking die wordt gespecificeerd voor een bepaalde duur (bijvoorbeeld 5 jaar) betekent dat alle betreffende eenheden die gedurende die periode in gebruik worden genomen/worden gebouwd, van die afwijking kunnen genieten, en wel gedurende onbepaalde tijd. Na deze periode van 5 jaar wordt de eenheid voor deze eis als een 'bestaande' netgebruiker beschouwd (dus zelfs als de afwijking niet meer bestaat, zal de NC-eis niet op deze eenheid van toepassing zijn). Eenheden die na de 5-jarige duur van de afwijking gebouwd of grondig gemoderniseerd worden⁶, worden voor deze eis als 'nieuwe' netgebruikers beschouwd en zullen moeten voldoen aan deze netcode-eis.

Hoewel het aan de regelgevende overheid is om de afwijkingen toe te staan en de duur ervan te bepalen, stelt Elia een duur van de afwijkingen voor in overeenstemming met art. 63(8) van de NC RfG. Met betrekking tot afwijkingen om vereisten van Type A of Type B op te leggen voor eenheden van Type D met een maximale geïnstalleerde capaciteit lager dan 25 MW met een aansluitpunt van 110 kV of meer, stelt Elia een (nog te bepalen) afwijkingsduur voor, die langer is dan de 5-jarige duur, zoals vermeld wordt in het consultatiedocument.

Elia verbindt zich ertoe de stakeholders ruim op voorhand op de hoogte te brengen als een afwijking wordt verlengd of aangepast. De herziening van afwijkingen is een continu proces en bij de timing om nieuwe of verlengde afwijkingen te vragen, moet een afweging worden gemaakt tussen de mogelijkheid om de noodzaak van afwijkingen te bepalen op basis van de recentste verwachtingen en de garantie van een stabiel investeringsklimaat voor investeerders.

⁶ De algemene criteria voor grondige modernisering zijn in dat geval van toepassing

De bovenstaande visie van Elia geldt alleen voor de afwijkingen voor bepaalde types elektriciteitsproductie-eenheden ('class derogations'), voorgesteld in het publieke consultatiedocument en kan worden aangepast in geval van individuele afwijkingen.

4.2. Impact buiten aansluitcodes

4.2.1. Samenvatting van de ontvangen feedback

BGA merkt op dat de impact van de categorisering verder reikt dan de NC RfG en zelfs verder dan de aansluitcodes en betreurt dat het voorstel niet de link legt met andere netcodes zoals NC E&R (Netcode 'Emergency & Restoration'⁷) en SO GL ('System Operations Guideline'⁸), of andere regels zoals die voor congestiebeheer.

Bij wijze van voorbeeld verwijst BGA naar de NC E&R. Deze NC voorziet dat vanaf categorie B een installatie kan worden beschouwd als een 'geïdentificeerde significant grid user' ('identified SGU') wat, naast andere eisen, de verplichting met zich meebrengt van een 24/24 u operationeel communicatiesysteem. BGA stelt voor een afwijking te vragen voor deze eis.

Febeliec benadrukt dat de drempelwaarden niet alleen de vereiste capaciteiten van alle productie-eenheden bepalen (via de NC RfG), maar ook hun werking, via de afhankelijkheid van de SO GL en NC E&R. Bovendien stelt Febeliec dat de impact van de drempelwaarden niet alleen beperkt zal blijven tot nieuwe PGM's, maar rechtstreeks alle PGM's (nieuwe en bestaande) treft door te verwijzen naar de eisen inzake gegevensuitwisseling van de SO GL voor alle PGM's vanaf 0,25 MW (type B drempelwaarde) die werden besproken in de UG Task Force iCAROS. Niettemin werd door Elia in de Task Force Implementatie NC aangegeven dat er geen eisen inzake gegevensuitwisseling met terugwerkende kracht gelden. Bijgevolg is alleen de maximumwaarde die is toegelaten voor de drempelwaarde A/B aanvaardbaar voor Febeliec.

4.2.2. Visie van Elia

Sommige van de links met andere netcodes (zoals de SO GL of de NC E&R) zijn impliciet aanwezig in het publieke consultatiedocument (bv. noodzaak van controleerbaarheid tijdens nood- en herstelsituaties).

Elia erkent de impact van de gekozen drempelwaarden op de SO GL en de NC E&R en bevestigt dat het voorstel, dat aan consultatie onderworpen was, rekening houdt met de verschillende effecten van de verschillende netcodes zoals voorgesteld tijdens de vele bijeenkomsten van de Task Force Implementation NC. Bijvoorbeeld in de laatste sessie van de Task Force van de 2^e SGU iteratie op 27/03/2017, verwijst Elia in zijn presentatie

⁷ Netcode ivm noodsituaties en herstel (Network Code on Emergency and Restoration) werd goedgekeurd in comitologie op 24 oktober 2016. De verwachte inwerkingtreding van de netcode is november 2017

⁸ Verordening (EU) 2017/1485 van de Commissie van 2 augustus 2017 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende het beheer van elektriciteitstransmissiesystemen: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1485&from=EN>

(slides) naar de retroactieve toepassing van de communicatie-eisen (SO GL) en toepassing op nood- en herstelsituaties (NC E&R).

Elia streeft naar een coherente communicatie in de verschillende Werkgroepen en Task Forces en is zich niet bewust van enige tegenstrijdige communicatie die is gevoerd in de Task Force Implementatie NC in vergelijking met de Task Force iCAROS. De discussie ivm gegevensuitwisseling gaat bovendien verder in de Task Force iCAROS waarin de vereisten verder worden verduidelijkt.

Merk op dat het toepassingsgebied van de publieke consultatie beperkt was tot het voorstel voor de maximale capaciteitsdrempelwaarden en dat het voorstel voor nationale implementatie van andere technische eisen niet als exhaustief moet worden beschouwd.

4.3. Vereisten voor PGM van type B

4.3.1. Samenvatting van de ontvangen feedback

Wat de eenheden van type B betreft, is BGA positief over de voorgestelde afwijkingen (met betrekking tot robuustheid) voor de categorie 250 kW – 1 MW (zie Consultatiedocument over de voorstellen voor drempelwaarden voor de maximumcapaciteit van PGM van het type B, C en D) en tal van andere aspecten in het consultatiedocument i.v.m. eenheden van categorie B:

- Het feit dat de voorstellen van BGA ivm de eisen inzake reactief vermogen en spanningscontrole in overweging werden genomen
- Het voorstel van een vereenvoudigd conformiteitsproces op basis van certificaten van de fabrikant of simulaties (i.p.v. specifieke tests) voor FRT-kenmerken (en mogelijk andere eisen)
- er zullen geen eisen inzake informatie-uitwisseling worden opgelegd aan bestaande PGM's, alleen aan nieuwe PGM's
- de voorgestelde aanpak voor PGM's met betrekking tot de injectie van reactieve foutstroom tijdens spanningsvallen, een functionaliteit die niet van alle PPM's zal worden geëist. BGA veronderstelt dezelfde aanpak voor injectie van reactieve foutstroom voor PGM's van type C en D, ook offshore.

BGA wijst erop dat hoewel er een afwijking is voorgesteld voor categorie B onder 1 MW, de Fault-Ride-Through (FRT)-vereiste die een Kritische Foutherstellingstijd (Critical Fault Clearing Time) van 200ms voorschrijft, een hele uitdaging blijft voor het resterende deel van categorie B.

Daarnaast stelt BGA nog een andere afwijking voor op de eisen inzake reactief vermogen voor asynchrone generatoren (bv. (μ)WKK's) aangezien het reactief vermogen oncontroleerbaar is.

4.3.2. Visie van Elia

Eisen in verband met informatie-uitwisseling

De interpretatie van BGA dat er alleen eisen inzake informatie-uitwisseling zullen worden opgelegd aan nieuwe PGM's en niet aan bestaande PGM's is niet correct. Elia heeft zijn standpunt over de eisen voor bestaande PGM's al verduidelijkt in de verschillende stakeholdervergaderingen (zie Task Force vergaderingen).

Als de technische capaciteit (bv. communicatie, reactieve capaciteit, ...) reeds beschikbaar is op de bestaande eenheden en als er geen bijkomende activa kosten vereist zijn, meent Elia dat deze ter beschikking moet worden gesteld om zoveel mogelijk aan te sluiten bij de nieuwe eisen.

Reactieve foutstroominjectie

Uit het document met de technische eisen (Cfr. 'Technical Summary'⁹) komt naar voren dat dit een locatie gebonden eis is en zal worden overeengekomen met de relevante TNB tijdens het aansluitproces, niettegenstaande het feit dat als de functionaliteit al is vastgelegd in de normen (ook voor kleine eenheden A en B), de relevante netbeheerder ervan uitgaat dat het geen effect heeft op de kosten en mag worden geactiveerd.

Fault Ride Through (FRT) voor eenheden van type B > 1 MW

BGA stelt dat een kritische fouterstellingstijd van 200 ms voor categorie B boven 1 MW een zware uitdaging blijft. De door BGA gedeelde documenten tonen deze moeilijkheid echter niet aan wanneer gekeken wordt naar een restspanning van 30%.

Verzoek om afwijking van de eisen inzake reactief vermogen voor asynchrone generatoren (μ WKK)

Elia heeft de suggesties van de stakeholders (BGA) voor de capaciteit voor reactief vermogen reeds in aanmerking genomen.

Aangezien het verwachte volume van μ WKK's van type B op basis van een asynchrone generator als zeer beperkt wordt beschouwd, kunnen individuele afwijkingsverzoeken worden ingediend. Als er te veel afwijkingen zouden worden aangevraagd, zou Elia in de toekomst een klasse-afwijking kunnen overwegen

4.4. Europese normen

4.4.1. Samenvatting van de ontvangen feedback

In hun reactie op de consultatie beklemtonen de publieke DNB's de mogelijkheid om Europese (CENELEC) normen toe te passen als referentie voor de eisen voor de aansluiting van PGM's op het distributienet. Deze Europese normen (vooral EN 50438, TS 50549-1 en -2) bevatten een ruime beschrijving van de technische specificaties en het toepassingsgebied is niet beperkt tot het toepassingsgebied van de items in de Europese Netcodes. Het belangrijkste voordeel van het gebruik van deze normen is de beschikbaarheid van conforme installaties geproduceerd door internationale fabrikanten en de vereenvoudiging van het aansluitings- en conformiteitscontroleproces. De DNB's verklaren dat er momenteel bij CENELEC een proces gaande is om de normen in overeenstemming te brengen met de Europese Netcodes, met als doel dit af te ronden in 2018.

⁹ Technisch overzicht van de geïmpacteerd vereisten voor de categorisatie van elektriciteitsproductie-eenheden (diende als input voor de 2nd SGU Iteratie in the Task Force Implementatie NCs): : http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/2016_TF%20Implementation%20NCs/20170201_SGU2_Session1/20170201_SGU_Technical_Summary_TFNCs.pdf

De DNB's stellen dat CENELEC een andere categorisering en andere drempelwaarden hanteert in vergelijking met de NC RfG, hoewel PGM's die beantwoorden aan deze CENELEC-normen ook voldoen aan de minimumeisen van de Europese Netwerkcodes.

De DNB's vragen Elia en de gewestelijke regulatoren een stabiel wettelijk kader te creëren om de toepassing van de normen te vergemakkelijken. Verder vragen zij zich af welke regels er van toepassing zullen zijn in de overgangperiode wanneer eisen van de Netcodes in werking zijn getreden maar de aangepaste Europese normen nog niet van toepassing zijn. Zij vragen of een pragmatische aanpak mogelijk is.

4.4.2. Visie van Elia

Uit juridische analyse blijkt dat de Europese Netcodes voorrang hebben op de normen, ongeacht of deze al dan niet vereist zijn volgens de nationale wetgeving. Wanneer de EU-regelgeving verder gaat dan de normen, moeten deze normen worden aangepast aan deze EU-regels. Als deze normen niet (tijdig) worden aangepast, kunnen de bestaande normen niet meer worden gebruikt om de conformiteit met de EU-regelgeving aan te tonen.

Anderzijds, als de normen restrictiever zijn dan de Netcodes en worden gebruikt om de conformiteit te controleren, komt dit neer op de toepassing van aanvullende eisen op nationaal niveau, wat alleen is toegelaten onder specifieke voorwaarden die niet eenvoudig zijn aan te tonen. (Zie Bijlage II voor meer informatie).

Normen zijn echter een doeltreffende manier om conformiteit aan te tonen in de context van een massamarkt (voornamelijk PGM van Type A maar ook enkele PGM van Type B) en indien er tijdelijk geen standaarden bestaan dewelke gealigneerd zijn met de nieuwe aangepaste Belgische wetgeving. Daarom stelt Elia een pragmatische aanpak voor om de conformiteit van Type A PGM in deze overgangperiode (wanneer NC-eisen in werking zijn getreden maar de aangepaste Europese normen, nog niet beschikbaar zijn) na te gaan.

Bijvoorbeeld, als het aanvaardbaar geacht wordt door de bevoegde autoriteiten, zou de relevante netbeheerder de aansluiting aan het net kunnen accepteren als de PGM eigenaar de conformiteit kan aantonen d.m.v. een bestaande standaard die voldoende dicht aanleunt bij de nieuwe aangepaste Belgische wetgeving. Merk op dat hoewel normen worden aanbevolen als de manier om de conformiteit te bewijzen, dit niet verplicht is en stakeholders nog altijd het recht hebben hun conformiteit met de Belgische wetgeving op een andere manier aan te tonen.

Elia wil duidelijk maken dat EU-normen voornamelijk de methoden en aanpak bepalen om de conformiteit aan de technische vereisten te verifiëren. Standaard ('default') numerieke waarden worden ook in de normen verstrekt, maar ook andere waarden kunnen door de certificeringsinstantie worden gebruikt, op verzoek van de fabrikant, om de naleving te certifiëren. Deze andere numerieke waarden zullen naar verwachting voortkomen uit de nationale implementatie van de EU-netcodes. De creatie van Duitse, Franse of Belgische standaarden wordt hierdoor makkelijker, aangezien het enkel het definiëren van de adequate waarden inhoudt die gebruikt dienen te worden om de conformiteit aan de EU standaarden te verifiëren. Ten slotte wordt de kost voor de fabrikant om massaproducten te certifiëren voor de verschillende nationale standaarden niet verwacht buitensporig te zijn. Daarom identificeert Elia geen specifieke belemmeringen om een Belgische norm vast te leggen die verschilt van de EU 'standaard' normen ('EU default standards').

4.5. Coördinatie met DNB's en CDSO's

4.5.1. Samenvatting van de ontvangen feedback

Febeliec zegt dat, hoewel Elia verklaart dat 'CDSO's moeten worden beschouwd als DNB's in de Netcodes en Elia volgens art. 5(3) van de NC RfG moet samenwerken met DNB's, de CDSO's werden uitgesloten van de coördinatiegesprekken tussen Elia en de publieke DNB's (die plaatsvonden binnen Synergrid). Bovendien stelt Febeliec dat een coördinatie-interactie met betrekking tot gesloten distributienetten ('CDS') enkel plaatsvond bij Elia en niet gezamenlijk met de publieke DNB's. Febeliec argumenteert dat de 'CDSO's moeten worden betrokken in de consultatie en coördinatie met de DNB's, maar dat er tegelijk ook rekening moet worden gehouden met de specifieke aard van de CDSO's.

Febeliec vraagt meer duidelijkheid over paragraaf 4.1.2. in het consultatiedocument (in verband met eisen van AVR, OEL, UEL en PSS voor SPGM van Type C) die stelt dat de eisen voor de gesloten distributienetten (CDS) zullen zoveel mogelijk worden afgestemd op die voor *demand facilities* en DNB's. Febeliec vraagt zich af wat de reikwijdte van deze bepaling is. Meer bepaald vraagt Febeliec zich af of dit inhoudt dat alleen de relevante en absoluut noodzakelijke eisen en capaciteiten ('capabilities') van hetzij *demand facilities* of distributiecentra moeten worden toegepast, en niet de combinatie van beide?

4.5.2. Visie van Elia

Wat de betrokkenheid van de CDSO's betreft, is Elia bereid om over specifieke thema's te praten in verband met CDS, zoals herhaaldelijk gezegd in de vergaderingen van de Task Force Implementation NC en van de WG Belgian Grid. Elia verwijst in dit kader naar de verschillende initiatieven die zijn ondernomen ten aanzien van Febeliec om met CDSO's een aantal specifieke thema's te bespreken.

Aangaande specifieke CDS-eisen i.v.m. paragraaf 4.1.2 in het consultatiedocument gaat Elia ermee akkoord dat deze verduidelijking nodig is, maar ze valt niet binnen het bestek van het consultatiedocument. Nadere toelichtingen zullen worden gegeven in de verdere gesprekken ter voorbereiding van het definitieve voorstel voor nieuwe Belgische reglementeringen.

4.6. Overige commentaren

4.6.1. Samenvatting van de ontvangen feedback

Febeliec stelt dat **procesgestuurde productie-eenheden** niet aan alle NC RfG-verplichtingen zouden moeten worden onderworpen, maar alleen aan de eisen zouden moeten voldoen "voor zover zij hiertoe in staat zijn". Bijvoorbeeld door FRT-capaciteit te bieden in geval van een haperend hoofdproces.

Febeliec vraagt Elia ook meer duidelijkheid te scheppen over het **concept van het aansluitpunt**, dat gebruikt wordt voor de aansluitcodes. Febeliec is het niet eens met het standpunt van Elia dat technisch identieke productie-eenheden verschillend moeten worden behandeld op basis van hun aansluiting op een *demand facility* of op een CDS (en verwijst als voorbeeld naar de [presentatie van Elia](#) (slide 9) in de WG Belgian Grid van 24/01/2017).

4.6.2. Visie van Elia

Procesgestuurde generatoren

Zoals reeds eerder vermeld, waren specifieke eisen niet het doel van deze publieke consultatie.

Overeenkomstig de gesprekken in bilaterale ontmoetingen en Users' Group vergaderingen bevestigt Elia zijn bereidheid om het bijzondere karakter van procesgestuurde generatoren in aanmerking te nemen.

Bovendien zou Elia erop willen wijzen dat deze aanpak volledig in overeenstemming is met Art 6(3) van de NC RfG en dus geen uitzondering is.

Concept van het aansluitpunt

Elia heeft het concept van aansluitingspunt reeds verduidelijkt¹⁰ en Elia's visie is in lijn met de visie van de andere EU TNB's. In deze visie is elke relevante netbeheerder verantwoordelijk om de conformiteit aan de vereisten te verzekeren van een PGM geïnstalleerd in zijn net aan het aansluitingspunt met andere relevante netbeheerders (e.g. een CDSO moet de conformiteit van een PGM verzekeren aan het aansluitpunt met een TSO of een publieke DSO). Als blijkt dat verdere verduidelijkingen over dit aspect nodig zijn, zullen deze plaats vinden in de workshops over de eisen voor algemene toepassing ('general requirements').

¹⁰ Het concept van aansluitingspunt werd gepresenteerd in:

De Task Force Implementatie NC 1st SGU Iteratie (Sessie 3) op 25 February 2016:

http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/Implementation-EU-Network-codes/Expert-Group-sessions3/2-2_CategoriesOfUsers_Meeting3_160226.pdf

en in de Werkgroep Belgian Grid op 24 January 2017:

http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/WG%20Belgian%20Grid/20170124_WG%20BG/20170124_WGBG_ClarificationOfDefinitions.pdf

Annex I: stakeholder feedback

POSITION

Subject: Response BGA (Belgian Generators Associations) to the public consultation on maximum capacity thresholds for types B, C and D PGM's held by Elia
Date: 12 June 2017
Contact: Steven Harlem
Phone: 0032 2 500 85 89
Mail: steven.harlem@febeg.be

Introduction

Elia is organizing a public consultation on the 'maximum capacity thresholds for types B, C and D for power-generating modules'. This consultation was launched on the 19th of May, 2017 and will end on the 20th of June, 2017.

This document is the response of the Belgian Generators' Association (BGA): this is an *ad hoc* cooperation of the associations FEBEG, COGEN, ODE, BOP and EDORA. The comments and suggestions of BGA are not confidential.

General comments

BGA has - from the start on - contributed to the discussions on the implementation of the Network Codes and has actively participated in the Elia Task Force 'Implementation Network Codes' (TF INC). As a consequence BGA has been able to observe an evolution in some of the positions of Elia. BGA has noticed a positive evolution for several different topics which shows that the discussions held in the TF INC were useful. The TF INC also allowed different stakeholders to gain better insight in one another's concerns and interests. On the other hand BGA regrets to see no changes in several core proposals as regards the thresholds for categorization of significant grid users the described in the consultation document.

In the consultation document Elia mainly refers to the Network Code on Requirements for Generators (NC RfG) to propose a categorization of power-generating modules (PGM's). Although the consultation obligation of Elia is indeed coming from the NC RfG (art. 5.3), **the impact of the categorization goes beyond the NC RfG and even beyond the connection codes**. BGA regrets that Elia did not link its proposal to the other network codes such as the Emergency and Restoration Network Code and the System Operation Guidelines. Even beyond the implementation of the Network Codes, these thresholds will be implemented and will become very important as reference for other rules, e.g. link with congestion management rules, in which the threshold between A/B would be used as to define the scope of the congestion management rules.

Comments on the technical and legal solution for the lower threshold of category B

Elia has developed a juridical reasoning why for category B the lower threshold should be set at 250 kW instead of 1 MW. In this argumentation Elia starts from its wish to impose some extra requirements to the group of PGM's from 250 kW to 1 MW compared to PGM's of type A, but not (yet) the full package of requirements for PGM's of type B. In this reasoning Elia starts thus from a targeted end result in terms

of technical requirements for the installations between 250 kW and 1MW. The requirement of telemonitoring is, for example, put forward by Elia as essential as from 250 kW. BGA regrets this approach as it doesn't support the need for differentiation from type A starting from 250 kW. **The solution to start type B from 1 MW on – so without extra rules for the group of PGM between 250 kW and 1 MW – remains the preferred option for BGA.** As discussed further below, this straight forward and simple approach doesn't rely on derogations nor additional legislation beyond the codes and is thus legally very solid.

Elia sees two possible approaches to realize its targeted model to start differentiation from type A as from 250 kW but without the full package of type B being applicable below 1 MW. In the first approach the lower threshold for type B would be set on 1MW and additional requirements – more stringent technical requirements via national grid codes or contracts – would be added for the group 250 kW –1 MW of type A. The second approach consists of a threshold for type B of 250 kW combined with derogations for the group of PGM's between 250 kW and 1 MW of type B. Elia argues that the second approach is legally more indicated.

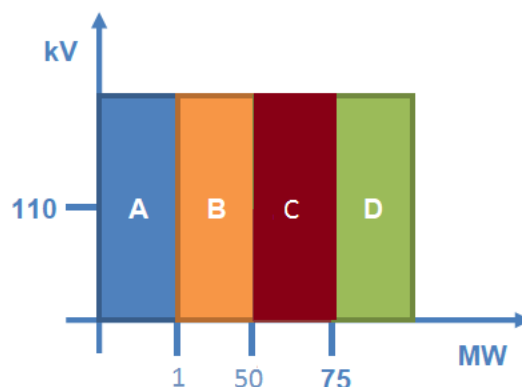
Without questioning the juridical analysis of Elia, BGA regrets that the legally most solid approach is the second one. Elia clarifies: *'Of course, the same technical solution is aimed for in both approaches and this proposal to go for the second approach should rather be interpreted as a legal implementation choice'*. This point of view is not shared by BGA. **For generators, there is clearly less certainty in the second approach because there is no guarantee on obtaining the envisaged derogations.** Elia puts it correctly when it writes for the second approach: *'(...) and then seek derogations (...)'*. **Furthermore, the derogations will only have a limited validity** (proposal of Elia is 5 years). Even though also the categorization limits are susceptible to change, this seems a bigger risk for the derogations for which the grid users depend more on (the good will) of the grid operator. **Although BGA acknowledges the good intentions of Elia, generators lack certainty and a clear view on the future situation.** So the two approaches might in theory deliver the same technical result, but in practice these approaches will likely not have the same outcome and differs in terms of certainty for generators.

To avoid to have to rely on legal interpretations and in line with – according to BGA – the lack of a clearly demonstrated need to start imposing extra technical requirements from 250 kW on, BGA still favors to simply start type B from 1 MW on.

Comments on the categorization and the impacting technical requirements

BGA proposal for categorization

BGA remains in favor of the following categorization:



The most important elements for BGA are:

- the threshold for type B should be at 1 MW instead of 250 kW;
- the PGM's < 75 MW but connected < 110 kV should never be categorized as type D;
- the threshold between B and C should be at 50 MW instead of 25 MW.

PGM's > 110 kV from type A & B

BGA welcomes that Elia proposes to adapt the requirements for PGM's of type A and B with a voltage at the connection point higher or equal to 110 kV. This will result in an equal treatment of PGM's of the same size with a voltage at the connection point lower than 110 kV and will prevent exaggerated costs for installations with a rather insignificant grid impact.

Elia proposes to adapt the requirements via a derogation for each requirement. Other solutions seem indeed not possible by the code. Unfortunately, this means that the category in se will not change but only the requirements and therefore the installations in this situation remain dependent on derogations. What will be the duration of these derogations? Elia doesn't mention any duration for this kind of derogations. **BGA considers that these derogations should give as much certainty and stability as possible, as logically nobody questions these derogations.** The derogation should be equivalent to a permanent measure that cannot be questioned. Clearly the duration of 5 years – as proposed by Elia for the group 250 kW – 1 MW – is completely inappropriate here.

Type B

Threshold of 250 kW

Elia proposes the value of 250 kW for the lower threshold of type B.

For BGA it is still not clear why Elia proposes exactly the value of 250 kW, and not e.g. 300 kW, 500 kW or even 1 MW. **The consultation document gives a rather poor motivation.**

- Communication and information exchange

Elia describes this requirement as the need of mainly DSO's to have better knowledge of the power flows in the MV network so that they can predict them. BGA understands this reasoning, but doesn't derive from this the need to be able to control installations in a remote way. The motivation doesn't imply a heavy and expensive remote control because a simple Programmable Logic Controller (PLC) can do the required job. A PLC controller is indeed a simple tool for monitoring that can provide the required information. Can this interpretation be confirmed by Elia?

In any case BGA is opposed to imposing expensive tele control boxes to all installations as from 250 kW as the cost is always for the generator and will be – especially for smaller machines – substantial. **The threshold for imposing remote controlling should remain set at 1 MW, irrespective of the thresholds that are set in the framework of the NC RfG.**

- Electrical protection schemes and settings

Electrical protection schemes are asked for by the DSO's since many years in the connection process and the DSO's give settings for the protection of the local grids. **As electrical protection schemes are required even today for generators as from 10 kW, BGA doesn't see the need to tailor the A/B threshold to this requirement.**

– System Restoration

BGA understands the need of the DSO's to guarantee that during system restoration the offtake in a substation does not change significantly and therefore have 'control' of the production that is present on the feeder. **But, BGA doesn't see the motivation why this is exactly crucial as from 250 kW on.** What is the reasoning to have this requirement from 250 kW on? Moreover, PV production and cogeneration units are often imbedded production units, so what will be the actual control on this units? And how is offtake dealt with? Does the same threshold of 250 kW apply?

BGA considers the choice of 250 KVA by Elia as rather arbitrary and mainly based on the limit for remote control of active power in the Walloon Grid Code (see also Elia slides with the reasoning on the boundaries). This is contradiction to the limit in the Flemish Grid Code that is using 1 MVA (actually 1 MVA or lower). **The difference between the two regional grid codes demonstrates the arbitrary nature of this decision.**

Derogations for PGMs between 250 kW and 1MW

BGA welcomes that Elia acknowledges that the group of PGM's between 250 kW and 1 MW should not have completely the same requirements as type B > 1MW, at least for requirements with respect to robustness. Elia therefore proposes the following derogations:

- 14(3)a&b – Fault Ride Through (FRT);
- 17(3) – Providing post-fault active power recovery (SPGM);
- 20(2)b&c. – Providing fast fault current;
- 20(3)a&b. – Providing post-fault active power recovery.

Elia states that the initial duration of the derogation is intended to be set at 5 years. After this period a reassessment of the need for the derogation will be performed.

In consultation document Elia doesn't provide clarity on what happens for a new installation with capacity between 250 kW and 1 MW that has applied these derogations and for which the derogations are not prolonged. For BGA the process of derogations should not imply that the installation should fulfill the requirements after all. Such approach would have a severe retroactive impact and would undermine all advantages given by the derogations for this group. **BGA therefore assumes that the requirements via the derogations remain valid at least until the end of the technical lifetime of the PGM** (see point 12 of the criteria for granting derogations as decided by the regulators in April 2017). This assumption seems to be in line with the NC RfG that only accepts retroactive changes to existing installations after a CBA performed by the TSO and approved by the regulator.

The duration of 5 years should, according to BGA, only mean that it is possible that new installations that are built after this period of 5 years, might not be able to benefit from the same derogations any more. In this respect, **it is important to fix the elements that determine which derogation regimes are applicable on a certain installation.** For BGA, the moment of signature of the final and binding contract for the purchase of the main generating plant should count. This is in line with art. 4.2b of the NC RfG.

Moreover, it is crucial that derogation regimes are without disruption to ensure that investors are not confronted with a vacuum. It should also be known sufficiently upfront if the derogations will be requested again by Elia and if they are granted or not by the regulators. As the time to go through the process will not be negligible, and taking into account the time to come to an investment decision, **Elia should start the procedure of renewal sufficiently in upfront, e.g. 2 years.** Taking this into account, BGA consider a 5 year validity of the derogations as a short period and propose to extend the period with some years. In order to facilitate investments in production units, it is important to reduce all uncertainty about the technical requirements imposed to the units.

BGA furthermore pleads for a stakeholder consultation when Elia would doubt about requesting a renewal of the derogations and ask that Elia accompanies its decision with a cost benefit analysis.

As already mentioned before, the impact of the categorization goes beyond the NC RfG and the other connection codes. These impacts need to be carefully assessed and – if necessary – derogations have to be applied for. The Emergency and Restoration Network Code foresees for example that as from category B an installation can be considered as an ‘identified significant grid user’ which includes amongst other requirements the obligation to have a 24/24 hours functioning communication system: BGA proposes to ask for a derogation for this requirement.

Technical requirements

With respect to category B units BGA welcomes that:

- the BGA proposals were considered as regards the reactive capability and voltage control requirements for PGM and SPGM;
- a simplified compliance process based on manufacturers’ certificates or simulations instead of specific tests would be proposed for FRT characteristics of category B PGM and possibly also for other requirements;
- no requirements for information exchange will be put on existing PGM’s, only on new PGM’s.

BGA is also positive about the approach for PGMs with respect to the injection of reactive fault current during voltage dips. The need for this service is indeed related to the characteristics of the network at the connection point. Therefore Elia will not request this functionality of all the PPMs. The characteristics and activation of the service will be agreed upon with the relevant TSO during the connection procedure. **BGA also welcomes that Elia will take into account what capability is available on the market:** BGA understands that this case by case approach is possible following art. 20.2 (b) of the NC RfG. BGA assumes the same approach for reactive fault current injection for type C and D, including offshore PGM’s.

BGA does want to point out that even if the class derogation from FRT requirements for the subcategory 250 kW to 1MW PGM’s would be obtained, **a FRT requirement imposing a Critical Fault Clearing Time of 200ms remains very challenging for the remaining part of category B. BGA remains very worried** about the impact of such a requirement on the level playing field for production installations.

Asynchronous generators

BGA would like to ask Elia to apply for another general derogation, i.e. a derogation on the reactive power requirement for asynchronous generators as for asynchronous generators (e.g. (μ)CHP’s) the reactive power is uncontrollable.

Type C

PGM’s connected \geq 110 kV

BGA pleads to treat installations of type C but connected \geq 110 kV not as a type D, but as a type C. This follows the same approach as Elia suggest for type A and B.

The current Elia proposal will have the following consequences:

- It will result in discrimination between units connected to the lower voltages and units connected to the 110kV grid or beyond, e.g. because the latter units are embedded in an industrial site.
- The FRT requirement of 200ms (CFCT) @ 0.3 p.u. remaining voltage is already very ambitious for most SPGMS. The requirement of type D in which 200 ms @ 0 p.u. should be withstood by the installations, is very demanding and not even always possible. BGA fears that this would deteriorate the investment climate for units > 25 MW on industrial site, whereas this is now considered as a segment with a lot of potential for investments in renewable generation.
- In some regions, e.g. in 'Boucle de l'est', generators are imposed to connect to 110 kV. This leads to more expensive connection costs, but being subject to the requirements of type D is making this involuntary situation even worse.

Threshold between B and C

Elia proposes a threshold between B and C of 25 MW. **For BGA this threshold should be put at 50 MW** instead for the following reasons:

- In particular combined with the proposal in which type C units > 110kV are considered type D, this threshold would place a more than acceptable burden to the PGM's with maximum capacity between 25 and 50 MW and connected \geq 110kV. Especially the requirements on FRT and reactive power of type D are problematic for most of the smaller units.
- Large cogeneration units are often in the range of 25 to 50 MW, e.g. the LM6000 being a typical gas turbine used in cogenerations. Cogeneration units are often imbedded in industrial sites and therefore have little relevance for the grid. It seems therefore exaggerated to impose requirements of type C to these installations.

Elia doesn't mention the topic of substantial modernization whereas this has an impact on the choice of the threshold between B and C. In case of a substantial modification, existing units of type C need to comply with the NC RfG.

Again BGA is of the opinion that it is not such a strong case to motivate the threshold of 25 MW mainly with the conformity with the current legislation. Network Codes are an opportunity to harmonize current regulation within (regions of) Europe and between best practices. Therefore, it is to BGA irrelevant to make choices for network code implementation based on current regulation (grid codes, laws and decrees). Furthermore, coordination between similar member states and control areas is needed as much as possible. **It makes logic sense that similar systems demand similar requirements of their grid users and that the level playing field for grid users isn't distorted.**

BGA welcomes that for SPGM the aggregated installed capacities per site will not be considered to categorize PGM, except in the case of indivisible set of installations.

Not mentioned by Elia, **but also important for the categorization between type B and C (and also in general an issue for type C and D) is the requirement for type C and D SPGM as regards reactive power absorption:** -35% is seen as very stringent for a unit (high risk for operator, possibly without return). BGA hopes sincerely that the -20% still under investigation – as mentioned by Elia in the slides presented on 21.02.2017 at the final TF 'INC' on RPM&VC – will be chosen.

BGA is pleased that, at least for the time being, no requirement on synthetic inertia will be set.



Type D

For the sake of clarity, we would like Elia to confirm that offshore wind parks will be considered type D automatically, even though individual units have capacities smaller than 10 MW.

Febeliec answer to the Public Consultation by Elia on the thresholds for the maximum capacity for electricity generation units of type B-C-D

Febeliec would like to thank Elia for this final opportunity via a public consultation to react to the topic of the thresholds for the maximum capacity for electricity generation units of type B-C-D, after already having participated to all the meetings of the Task Force Implementation Network Codes and having provided ample input during those meetings as well as during bilateral and multilateral meetings with Febeliec representatives on specific topics related to the consultation at hand. Febeliec wants to stress that it is the representative of the industrial energy consumers, including the closed distribution systems operated by its members, and as such is directly and highly concerned by the proposed thresholds, as many of the generation units covered by the codes and the thresholds are connected in demand facilities and/or closed distribution systems of its members, with potentially very important impacts both on the cost for its members as well as their operations.

Febeliec greatly appreciates the work that has been done by Elia during the abovementioned meetings and believes that through the endeavor of Elia as well as all other involved stakeholders, not in the least Febeliec itself, convergence on a wide range of sub topics has been reached. Febeliec would also like to thank Elia for its willingness and openness to have discussions on all topics considered relevant by the stakeholders, either in plenary sessions or in bilateral meetings, allowing to present all the relevant viewpoints and elements, to come to a better understanding of all the issues.

Nevertheless, Febeliec still wants to raise its major concerns with the proposal at hand, without necessarily diving into all the detailed and technical arguments that have been presented and discussed during all the above-mentioned meetings and exchanges. This is especially necessary as even though Elia has taken note of all the input provided by the involved stakeholder, the current proposal is still “only” an Elia proposal and not necessarily a consensus proposal that reflects the position of each and every individual stakeholder.

Febeliec wants to stress explicitly the importance of the thresholds upon which is being consulted, as they will not only define, based on the Requirements for Generators (RfG) Network Code, the required capabilities of all generation units, but also, through the Operational Network Codes System Operation Guideline (SOGL) and Emergency & Restoration (E&R) Network Code, on their operation. Applying a more stringent obligation under the RfG Code, applicable only to new generation units unless a positive and validated Cost Benefit Analysis (CBA), will also create additional (more stringent) obligations for **all** units¹ in this category, new **and** existing, which is in its principle unacceptable for Febeliec as this would

¹ Febeliec also refers to the minutes of the first meeting of the Elia Task Force iCAROS of June 7th 2017: “Febeliec expresses doubt on the need of such data exchange for Elia on PGM as small as 0.25MW (part of the PGM type B). Elia understands the expressed concern but points out that for TSO-connected PGM B this is a legal requirement imposed by the GL SO: the task force cannot put into question the need for a design compliant to this rule but should discuss the implementation of a pragmatic solution”. Elia presents this as an inevitable requirements, but this is only the case for all units above 1MW. All units, including the existing, between 250kW and 1MW will only be subject to these requirements because of Elia’s proposal for a more stringent threshold, which will lead to

imply a retro-active application of obligations, which could be quite onerous. Elia has itself indicated that the purpose is not to make data exchange retrospectively applicable, but only to existing PGMs where existing capability is usable without additional investment costs, as noted down in the final proposal of the slides of the session on Significant Grid Users of 27/03/2017. Such approach would thus not only negatively impact the future investment climate of Belgium but also deteriorate the competitiveness of the current investments as compared to other Member States as well as the rest of the world. As a result, Febeliec can formally under no circumstance agree with more stringent thresholds than the upper limit allowed by the RfG code, even despite the (non-quantitative) analysis by Elia and the presented list of justifications.

Febeliec welcomes the willingness of Elia to try to be as pragmatic as possible in the translation of the obligations imposed by the Network Codes, amongst others for the application of the Network Codes to Closed Distribution Systems. Nevertheless, Febeliec regrets the fact that even though Elia during the meetings of the Task Force Implementation Network Codes as well as during bilateral and multilateral meetings has indicated to proceed according to an evolutionary instead of a revolutionary approach and try to be as pragmatic as possible, as can also be seen in the minutes of the aforementioned meetings, an approach that was highly welcomed by Febeliec, this approach is according to Febeliec not sufficiently reflected in the consultation document at hand. The main concern for Febeliec is that no guarantees are or can be given at this point on the specific application of the technical requirements to its members and as such agreeing with the current proposal without a full understanding of **all** the underlying parameters (e.g. detailed and concrete values for all technical requirements) would result in signing a blank check towards Elia, which is unacceptable to Febeliec and its members.

Process-driven generators

With respect to process-driven generation units, Febeliec remains firmly of the opinion that such generation units should not be subject to the full range of obligations of RfG, based on their specific nature, but should only fulfill the requirements insofar they are able to do so. Febeliec during many meetings also presented clear examples and justification for this case. It would for example be impossible for a process-driven generation unit to provide fault-ride through capabilities in case the grid fault causes the principal process to trip, resulting in the tripping of the process)driven generation unit. Febeliec refers to the provision which allows in case of an industrial site (demand facility or CDS) to define and coordinate with the TSO de required capabilities as well as the operations of such generation units. This provision should be applied. Elia has agreed during the task force meetings as well as during bilateral meetings to analyze each situation on a case-by-case basis, based on the critical aspects of each industrial process, and apply a pragmatic approach. This is however not reflected in the proposal from Elia.

Reasonable balance between the advantages to Elia versus the administrative, technical and financial burden

For Febeliec, a correct balance between the advantages for Elia for system operation versus the financial and administrative and technical burden for the individual grid users should always be maintained. Although Febeliec does believe this is the intention of Elia, it nevertheless has the feeling

additional costs for the operators of these units as well as the operators of the demand facilities or closed distribution systems where they are connected.

that Elia is sometimes taking unjustified margins and precautions in establishing the thresholds and technical capabilities for generation units, especially in light of the near future. Applying more stringent thresholds for the limit A-B and the limit C-D than the minimal limits imposed by the RfG Network Code according to Febeliec goes beyond such reasonable balance, insofar that no clear near-term risks can be discerned. In its reasoning, Elia refers towards potential future evolutions of the Belgian system, yet proposes to apply already these more stringent thresholds, as opposed to for example the position that France, but also other Member States, seem to follow, where a wait-and-see approach is followed for the immediate future, with a potential more stringent threshold to be applied in the future, based on a better view and clear understanding of the direction of all the evolutions in the electricity (and energy) system. For Febeliec, harmonization on the European level does not mean that Belgium should apply more stringent requirements than imposed by the network codes because some other Member States chose to apply such more stringent requirements,, but rather that a coordinated and sufficiently justified and validated definition of the thresholds should be done, also duly taking into account the potentially huge impact on the costs for grid users and thus their international competitive position.

Concretely, Febeliec asks to apply for A-B a 1MW threshold, until can clearly be proven in the future that a more stringent value should be applied. Febeliec also refers to its comments on the cascading of the obligations related to this categorization from the Connection Codes to the Operational Codes and thus the impact on existing generation units (Cf. above). Moreover, Elia itself also indicates in its proposal upon which is being consulted that an important uncertainty still exists on the expected medium and long term growth for such units and thus their future potential impact on the grid, yet despite this imposes already immediately the more stringent threshold.

For the C-D threshold, Febeliec states that those units between 25 and 75 MW connected via a demand facility which is itself connected to a voltage level of at least 110kV should also be considered type C and not type D as is proposed by Elia, as this would otherwise create a discrimination between identical generation facilities merely on the voltage level of the grid to which they are connected and not to their own connection's voltage level nor technical differences between such installations.

Coordination with DSOs

With respect to the coordination with DSOs conducted by Elia, Febeliec wants to stress again that whenever such consultation has only taken place with Synergrid members, of which Elia is one, this does exclude all CDSs and CDSOs. Within the consultation document, Elia refers to RfG stating that article 5(3) of this Network Code was interpreted in a large sense to also include CDSOs, but such interaction has only happened after insistence from Febeliec to provide some coordination and that this only occurred with Elia and not jointly with the public DSOs. Moreover, Elia always states that, based upon also the DCC Network Code, CDSOs are to be considered DSOs (whereby Febeliec explicitly wants to state that the CDSO is indeed a system operator, but also and in the first place is a demand facility). Elia should thus be consistent in its interpretation and include the CDSOs to the consultation and coordination with DSOs, while nevertheless taking into account the specific nature of the CDSOs.

Technical and legal solution: Package deal

With respect to the proposed legal solution of Elia to implement and apply the more stringent thresholds but then apply for only certain requirements less stringent obligations for those generation units between 250kW and 1MW through the use of derogations, Febeliec is not convinced that this

solution should have precedence over the solution of applying the least stringent threshold (1MW) and then through national and regional legislation imposing some extra requirements for the category generation units between 250kW and 1MW. For Febeliec, the “package deal” as proposed by Elia creates, notwithstanding all previous comments on the effect of the cascading of the chosen typology through the Operational Codes, an additional risk for all concerned grid users, as in case for any reason such derogations would not be granted, non-necessary requirements would be imposed. Moreover, derogations are only for a limited period in time, which in itself would also create a risk exposure and thus would affect the investment climate in Belgium.

Without clear and precise guarantees on the above, Febeliec cannot accept the proposal of the “package deal”, but remains on its position as always defended and communicated also through all stakeholder meetings to apply at least initially a less stringent threshold, to be evaluated and modified in the future if needed and justified by a detailed cost-benefit analysis. For precision, up until now and despite requests from stakeholders, Elia has never provided a quantitative cost-benefit analysis for its request for more stringent thresholds, allowing it to justify its position, yet implies that grid users should provide an in-depth analysis to justify their diverging position, as can also be discerned in the questions asked by Elia in this consultation. Febeliec would have expected Elia to be able to provide at least a start of a quantitative cost-benefit analysis, as the Elia “package deal” entails applying for derogations, where based on the decision of the regulators on the criteria for granting such class derogations such cost-benefit analyses would have to be provided for each of the requirements for which a derogation should be granted. Febeliec also refers to its publicly available comments to these consultations from the Belgian regulators.

Connection point

Febeliec also asks Elia to provide more clarity on the concept of connection point as to be applied for the RfG and other Connection Codes. Febeliec refers here to the slides presented by Elia for example during the Belgian Grid meeting of 25/01/2017 (slide 9). Febeliec continues to disagree with the position of Elia where identical technical generation unit constellations are to be treated completely differently based merely on the fact whether they are connected to a demand facility or to a CDS. For Febeliec, such distinction entails a discrimination and is not justified by any technical basis. Febeliec can understand the need for coordination with the relevant system operator, whether public DSO or TSO or CDSO, but does not understand nor accept the distinction made by Elia and the implications this has on many levels due to the different application of the Network Codes and thus the application of different capabilities and requirements as well as differences in the operation of these units.

Paragraph 4.1.2: Clarification required

Elia states in this paragraph that *“De eisen voor de gesloten distributienetten (CDS) zullen zoveel mogelijk worden afgestemd op die voor demand facilities en de DNB”*. Febeliec would like Elia to provide more clarity on this point, as it is first unclear whether this applies to 4.1.2 or also other parts and second whether this entails applying only the relevant and absolutely necessary requirements and capabilities from either demand facilities or distribution systems and not the combination of both. Subsequently, if only the relevant and absolutely necessary requirements and capabilities are meant by Elia, which these would entail (exhaustive list).

Reactie van de DNB's op de consultatie door Elia met betrekking tot het voorstel voor drempelwaarden voor de maximumcapaciteit van elektriciteitsproductie-eenheden van het type B, C en D

Vooraf

Deze reactie wordt aan Elia verstuurd in naam van de Belgische distributienetbeheerders/werkmaatschappijen Eandis, Infrax, Ores, Resa en Sibelga (hierna: "de DNB's").

Ondersteuning van de Elia-voorstellen

Zoals vermeld door Elia in zijn consultatiedocument ondersteunen de Belgische DNB's de door Elia voorgestelde drempelwaarden voor de generatortypes, en de globale aanpak.

Met de voorgestelde drempelwaarden zijn de Belgische DNB's weinig tot niet betrokken door technische vereisten voor generatortype C en D.

Voor wat betreft de generatortypes A en B, ondersteunen de Belgische DNB's volledig de door Elia voorgestelde concrete invulling van de technische vereisten, maar wensen de aandacht te vestigen op enkele aspecten die van belang voor de Belgische DNB's, namelijk de Europese standaarden.

Belang van Europese standaarden

Naast de Europese netwerkcodes, , wensen de DNB's het belang te benadrukken van de mogelijkheid om Europese standaarden voor machines te kunnen gebruiken.

Zoals al op eerdere gelegenheden aangegeven (ondermeer de Elia Task Force Network Code Implementation) pleiten de DNB's ervoor om Europese CENELEC-publicaties als referentie te gebruiken voor de aansluiting van productie-installaties op het distributienet.

Vandaag bestaan er volgende drie CENELEC publicaties die nauw verwant zijn met de aansluitvoorschriften voor productie-installaties:

- Europese Standaard EN 50438: Requirements for the connection of micro-generators in parallel with public low-voltage distribution network,
- Technische Specificatie TS 50549-1 and -2 : Requirements for the connection of generators above 16 A per phase to the LV distribution system and to the MV distribution system

Deze publicaties bevatten een bredere beschrijving van technische specificaties die belangrijk zijn voor aansluiting op een distributiesysteem, met inbegrip van lokale aspecten. De scope van deze publicaties is dus niet beperkt tot de items die tot de scope van de Europese netwerk codes behoren.

Momenteel is bij CENELEC een proces lopende om deze publicaties te herbenoemen en te herwerken, te aligneren met de Europese netwerk codes, en om hen allen het statuut van Europese Standaard (EN) te doen verkrijgen. CENELEC ambieert om dit proces in 2018 af te ronden. Het statuut van Europese standaard impliceert dat de nationale standaardisatiebureaus zich engageren om deze te implementeren als standaard op nationaal niveau, en om geen conflicterende standaarden uit te vaardigen ¹.

Het gebruik van deze Europese standaarden heeft volgende meerwaarde:

- De zekerheid dat meerdere internationale fabrikanten installaties zullen kunnen leveren, tegen een competitieve prijs, die technisch geschikt zijn om aan te sluiten op de Belgische distributienetten
- De vereenvoudiging van het proces van aansluiting en indienstname van installaties (waarvoor minimale vereisten ook zijn vastgelegd door de network code): bij het gebruik van Europese standaarden zal de conformiteit met de aansluitvoorschriften maximaal kunnen geverifieerd worden op basis van gestandaardiseerde procedures (die overigens nu ook door CENELEC in opmaak zijn), waardoor complexe en specifieke testen bij oplevering kunnen vermeden worden.

CENELEC gebuikt, voor de afbakening van hun publicaties, andere drempels dan de netcode RfG (namelijk: Laagspanning of Middenspanning, in plaats van een vermogenwaarde voor type A of B), die technisch gezien voor distributienetten ook logischer zijn. Dit maakt dat sommige concrete technische onderwerpen bij CENELEC mogelijk anders ingedeeld worden dan bij de netcodes. Maar dit verhindert niet dat generatoren, die zijn ontworpen volgens de CENELEC publicaties, voldoen aan de minimale vereisten van de Europese netcodes.

De DNB's zijn dan ook van mening dat het in het belang van zowel stakeholders als netbeheerders is om, voor de aansluiting van productie-installaties op het distributienet, te kunnen refereren naar deze Europese standaarden.

De DNB's roepen dan ook Elia en de regionale regulatoren - bevoegd voor de regulering van de aansluitvoorschriften op distributienetten - op om de toepassing van deze standaarden mee te faciliteren, in een juridisch stabiel kader.

De DNB's vragen zich ook af hoe de transitiefase zal verlopen in het geval dat de netwerk codes moeten toegepast worden terwijl de Europese standaarden nog niet beschikbaar zouden zijn. Kunnen we hier een pragmatische benadering verwachten?

De DNB's zijn hierbij uiteraard bereid om desgevraagd verdere informatie te geven en te overleggen over de meest geschikte manier & timing om dit te bewerkstelligen.

¹ Zie website cenelec:

<https://www.cenelec.eu/standardsdevelopment/ourproducts/europeanstandards.html>

Annex II: juridische analyse consultatievoorstel

Deze memo analyseert de juridische implicaties van de keuze van een lagere grens voor bepaalde categorieën Significant Grid Users, gecombineerd met afwijkingen, in plaats van hogere grenzen tussen deze categorieën toe te passen en binnen bepaalde categorieën bijkomende eisen op te leggen.

1. Context

De Verordening (EU) 2016/631 van de Commissie van 14 april 2016 tot vaststelling van een netcode betreffende eisen voor de aansluiting van elektriciteitsproducenten op het net bepaalt de vereisten voor nieuwe elektriciteitsproductie-eenheden (hierna 'PGM' genoemd, 'Power Generating Module') die volgens deze NC RfG als significant worden beschouwd.

Volgens artikel 5(2) van de NC RfG worden elektriciteitsproductie-eenheden in de volgende categorieën als significant beschouwd:

- (a) aansluitpunt beneden 110 kV en maximumcapaciteit van 0,8 kW of meer (type A);
- (b) aansluitpunt beneden 110 kV en maximumcapaciteit van minimaal een drempelwaarde, door elke relevante TSB¹¹ voorgesteld overeenkomstig de procedure van lid 3 (type B). Deze drempelwaarde mag niet boven de in tabel 1 genoemde grenswaarden voor elektriciteitsproductie-eenheden van het type B [nl. 1 MW in Continentaal Europa] liggen;
- (c) aansluitpunt beneden 110 kV en maximumcapaciteit van minimaal een drempelwaarde, door elke relevante TSB gespecificeerd overeenkomstig lid 3 (type C). Deze drempelwaarde mag niet boven de in tabel 1 genoemde grenswaarden voor elektriciteitsproductie-eenheden van het type C [nl. 50 MW in Continentaal Europa] liggen;
- (d) aansluitpunt op 110 kV of hoger (type D). Een elektriciteitsproductie-eenheid is ook van het type D als het aansluitpunt ervan beneden 110 kV ligt en de maximumcapaciteit op of boven een drempelwaarde ligt, vastgesteld overeenkomstig lid 3. Deze drempelwaarde mag niet boven de in tabel 1 genoemde grenswaarden voor elektriciteitsproductie-eenheden van het type D [nl. 75 MW in Continentaal Europa] liggen;

De TSB zal drempelwaarden volgens de principes van art. 5(2) van de NC RfG voorstellen aan zijn nationale regelgevende instantie, die over hun goedkeuring beslist.

2. Verschillende opties

Men kan eenzelfde technische oplossing bereiken via verschillende opties, zoals:

- een hogere grens voorstellen in termen van de maximale capaciteitsdrempelwaarden tussen twee categorieën van netgebruikers en dit

¹¹ De term 'transmissiesysteembeheerder' (TSB) wordt gebruikt in de NC RfG. In dit consultatierapport wordt de term 'transmissienetbeheerder' (TNB) gebruikt.

aanvullen met strengere technische eisen, via nationale technische reglementen of contracten voor (sommige) eenheden die onder deze grens vallen (Optie A). In Optie A zou de grens tussen categorie A en B worden bepaald op 1 MW en zouden bijkomende eisen (die normaal alleen aan PGM's van categorie B zouden worden opgelegd) worden opgelegd aan de PGM's van categorie A tussen 250 kW en 1 MW.

- een ondergrens bepalen in termen van de maximale capaciteitsdrempelwaarden en vervolgens afwijkingen vragen voor (sommige) eenheden boven deze limiet, volgens de in de NC RfG beschreven procedure (Optie B). In Optie B zou de grens tussen categorie A en B op 250 kW worden bepaald en zouden bepaalde afwijkingen worden gevraagd voor PGM's van categorie B tussen 250 kW en 1 MW.

Beide opties worden hierna vanuit een juridisch perspectief geanalyseerd.

3. Juridische analyse

De in beide opties voorgestelde grenzen tussen categorie A en B (nl. 1 MW in Optie A en 250 kW in Optie B) zijn conform de NC RfG.

Wij menen echter dat Optie B vanuit juridisch oogpunt te verkiezen is boven Optie A.

De juridische redenering achter deze stelling is als volgt: door eisen te voorzien voor een bepaalde categorie van netgebruikers, harmoniseert de NC RfG wat op EU-niveau noodzakelijk wordt geacht voor de toepassing van de genoemde eis. Er kan dus worden aangenomen dat het niet noodzakelijk wordt geacht de eisen toe te passen op andere categorieën van netgebruikers. Het opleggen van aansluitingseisen uit een hogere categorie aan een lagere categorie van netgebruikers (bv. eisen van type B op PGM's van categorie A) kan alleen als steekhoudend worden beschouwd indien aan bepaalde voorwaarden wordt voldaan. De invoering van bijkomende eisen op een nationaal niveau kan immers alleen worden toegestaan indien (geval per geval te beoordelen):

- het niet-discriminatiebeginsel wordt geëerbiedigd. Met andere woorden, er moet een objectieve reden bestaan om een onderscheid te maken tussen verschillende gebruikers in dezelfde categorie;
- het volledig verenigbaar is met de doelstellingen van de normale eisen die van toepassing zijn op de betreffende categorie van PGM's volgens de NC RfG (het zal niet gemakkelijk zijn om aan te tonen dat het opleggen van eisen van categorie B aan PGM's van categorie A volledig verenigbaar is met de doelstellingen van de eisen die normaal van toepassing zijn op PGM's van categorie A);
- het wordt toegelaten door de doelen die aan de technische eis zijn gekoppeld, zoals geformuleerd in de "whereas" van de NC RfG en de specifieke eisen;
- het aangetoond is dat het de grensoverschrijdende handel niet beïnvloedt¹², tenzij wordt aangetoond dat de maatregel op nationaal niveau enkel de eis van de NC

¹² Zie art. 8.7 van Verordening 714/2009: "De netcodes worden ontwikkeld voor grensoverschrijdende aangelegenheden en aangelegenheden betreffende de marktintegratie en doen geen afbreuk aan de rechten van de lidstaten om nationale netcodes vast te stellen die niet van invloed zijn op de grensoverschrijdende handel."

RfG detailleert. Het criterium 'beïnvloedt de grensoverschrijdende handel' wordt door de Europese Commissie meestal vrij ruim geïnterpreteerd (om de toepasbaarheid van de netcodes niet te beperken) (maar ook dit zal zeer moeilijk aan te tonen zijn);

- het uitsluitend dient om de wetgeving van de EU aan te vullen en efficiënter te maken en niet in strijd is met de wetgeving van de EU (beginselen van de directe toepasbaarheid en de voorrang van de wetgeving van de EU).

Het zal niet gemakkelijk zijn om aan te tonen dat aan deze voorwaarden voldaan is. Bijgevolg vindt Elia Optie B, nl. het vragen van afwijkingen via het in art. 63 van de NC RfG beschreven proces, juridisch meer aangewezen, ook al moeten de voorwaarden van art. 63 van de NC RfG vervuld zijn (nl. een gedetailleerde redenering geven, aantonen dat de gevraagde afwijking geen nadelige weerslag op de grensoverschrijdende handel zal hebben, en een kosten-batenanalyse maken) en de goedkeuring van de CREG vereist is (deze noodzaak om de goedkeuring door de CREG te verkrijgen, scheidt echter ook meer juridische zekerheid als ze wordt gegeven). Deze Optie B is ook meer in lijn met de geest van de Netcodes.

Elia is niet bevoegd om afwijkingen toe te staan of te beslissen over gereguleerde contracten (bv. het aansluitingscontract) of andere gereguleerde eisen. Niettemin verbinden Elia en de DNB zich ertoe hun best te doen om de in het voorstel beschreven afwijkingen en andere noodzakelijke wettelijke implementatiebepalingen in te dienen en te verdedigen.

	Description in English	Description en français	Beschrijving in het Nederlands
AVR	Automatic Voltage Regulator	Régulateur automatique de tension	Automatische spanningsregeling
CBA	Cost-Benefit Analysis	Analyse Coût-Bénéfice	Kosten-Baten Analyse
CDS	Closed Distribution System	Réseau fermé de distribution	Gesloten Distributiesysteem
CDSO	Closed Distribution System Operator	gestionnaire de réseau fermé de distribution	beheerder van gesloten distributiesysteem
DCC (NC)	Demand Connection Code	Demand Connection Code	Demand Connection Code
DSO	Distribution System Operator	Gestionnaire de réseau de distribution (GRD)	Distributienetbeheerder (DNB)
E&R (NC)	Emergency & Restoration	Emergency & Restoration	Emergency & Restoration
FRT	Fault Ride Through	tenue aux creux de tension	Fault-ride-through
HV	High Voltage	Haute tension (HT)	Hoogspanning (HS)
IGD	Implementation Guidance Document	Document d'orientations non contraignantes sur la mise en œuvre nationale des codes de réseaux (Implementation Guidance Document)	Begeleidend niet-bindend document over de implementatie van de netwerkcodes (Implementation Guidance Document)
LV	Low Voltage	Basse tension (BT)	Laagspanning (LS)
LVRT	Low Voltage Ride Through	Low Voltage Ride Through	Low Voltage Ride Through
MV	Medium Voltage	Moyenne tension (MT)	Middenspanning (MS)
NC	Network Code	Code de Réseau	Netwerkcode
OEL	Over Excitation Limiter	imateur de surexcitation	Overbekrachtingsbegrenzer
PGM	Power Generating Module	Unité de production d'électricité	elektriciteitsproductie-eenheid
PLC	Programmable Logic Controller	Programmable Logic Controller	Programmable Logic Controller
PPM	Power Park Module	parc non synchrone de générateurs	power park module
PSS	Power System Stabilizer	stabilisateur de puissance	power system stabiliser
RES	Renewable Energy Sources	Sources d'énergie renouvelables (SER)	Hernieuwbare energiebronnen (HEB)

RfG (NC)	Requirements for Generators	Requirements for Generators	Requirements for Generators
RTU	Remote Terminal Unit	Remote Terminal Unit	Remote Terminal Unit
SGU	Significant Grid User	Utilisateur significatif du réseau	Significante netgebruiker
SO GL	System Operations Guideline	System Operations Guideline	System Operations Guideline
SPGM	Synchronous Power Generating Module	Unité de production d'électricité synchrone	Synchrone elektriciteitsproductie-eenheid
TSO	Transmission System Operator	Gestionnaire de réseau de transport (GRT)	Transmissienetbeheerder (TNB)
UEL	Under Excitation Limiter	Limiteur de sous-excitation	Onderbekrachtingsbegrenzer