

# VREG

## uw gids op de energiemarkt

Koning Albert II-laan 20 bus 19  
1000 BRUSSEL  
T 1700 (kies optie 3)  
F 02 553 13 50  
[www.vreg.be](http://www.vreg.be)

De heer Patrick De Leener  
Mevrouw Pascale Fonck  
Elia System Operator  
Keizerslaan 20  
1000 Brussel

<b>uw bericht van</b>	<b>uw kenmerk</b>	<b>ons kenmerk</b>	<b>bijlagen</b>
	20180517/PRA/ Y2.560/CPO	PO/CDS/18.11.29/0528	1
<b>vragen naar</b>		<b>telefoonnummer</b>	<b>datum</b>
Pauline Ottoy		02 553 70 28	29/11/2018

Betreft: algemene toepassingseisen voor de aansluiting van elektriciteitsproducenten

Geachte heer De Leener,  
Geachte mevrouw Fonck,

Ik verwijs naar uw brief van 17 mei 2018 waarbij het voorstel van Algemene Toepassingseisen uit hoofde van Elia werd ingediend.

Het gaat om de Algemene Toepassingseisen die krachtens de *netcode betreffende eisen voor de aansluiting van elektriciteitsproducenten op het net*<sup>1</sup> (« RfG ») moeten worden vastgesteld, op voorstel van de 'relevante systeembeheerder'.

De indiening van uw voorstel kadert in de door art. 7 RfG voorgeschreven procedure.

We namen kennis van de openbare consultatie<sup>2</sup> van het "voorstel voor RfG-eisen van Algemene Toepassing", tussen 15 maart en 23 april 2018, alsook van het consultatieverslag<sup>3</sup> van 17 mei 2018 van Elia inzake, onder meer, de Algemene Toepassingseisen RfG, dat in samenspraak met distributienetbeheerders werd opgesteld.

<sup>1</sup> Verordening (EU) 2016/631 van de Commissie van 14 april 2016

<sup>2</sup> <http://www.elia.be/nl/over-elia/publications/Publieke-consultatie/Archives/Formal-public-consultation-regarding-the-proposals-for-a-modified-federal-grid-code>

<sup>3</sup> rapport over de formele openbare raadpleging betreffende de voorstellen voor een aangepast federaal technisch reglement en algemene eisen RfG, DCC, HVDC en opslag: [http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/WG%20Belgian%20Grid/20180522\\_Voorstel-Elia-aangaande-Federaal-Technisch-Reglement/Consultation-report-17-May-2018-final\\_website\\_clean\\_v03.pdf](http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/WG%20Belgian%20Grid/20180522_Voorstel-Elia-aangaande-Federaal-Technisch-Reglement/Consultation-report-17-May-2018-final_website_clean_v03.pdf)

Samen met de andere regionale regulatoren analyseerden en beoordeelden we het voorstel. Uit deze analyse, toegevoegd in bijlage bij deze brief, blijkt dat verduidelijkingen, bijkomende motiveringen en aanvullende wijzigingen nodig zijn opdat het voorstel conform de door de RfG (art. 7.3) geformuleerde criteria zou zijn.

Bovendien stellen we het volgende vast :

- het tekstvoorstel bevat expliciete en impliciete verwijzingen naar nog vast te leggen bepalingen die de voorliggende tekst nog moeten aanvullen (vb. "de netbeheerder zal later specificeren..."). Hierdoor is de draagwijdte of betekenis van de betrokken teksten niet gekend. We kunnen geen goedkeuring geven aan een voorstel dat inhoudelijk niet volledig duidelijk en transparant is. Bijgevolg moeten dergelijke, nog vast te leggen bepalingen in de tekst:
  - ofwel verduidelijkt en aangevuld worden;
  - ofwel aangevuld worden met een referentie naar een (duidelijke) norm/bepaling uit een andere tekst;
  - ofwel na onderling overleg met de VREG een aanpassing dat de netbeheerder de bepaling zal specificeren in een document dat ook publiek geconsulteerd wordt en onder regulatorisch toezicht staat zoals bijvoorbeeld het aansluitingscontract;
  - ofwel geschrapt worden.
  
- De bepalingen van het voorstel zijn dezelfde voor het distributienet en het plaatselijk vervoernet van elektriciteit. Het voorstel wordt daarom ook onder meer geïntegreerd in het technisch voorschrift van Synergrid voor de aansluiting van productie-installaties, gekend als C10/11. Een goedkeuring van het voorstel van Algemene Toepassingseisen is echter een vooruitlopen op het latere goedkeuringsproces van de wijziging van het technische voorschrift C10/11. We verwachten dat belanghebbenden opmerkingen hebben geformuleerd op de wijziging van C10/11, tijdens de consultatie daarvan in Q3 2018, zelfs m.b.t. bepalingen die het voorwerp uitmaken van het voorliggende voorstel van Algemene Toepassingseisen. Vooral omdat C10/11 bekender is bij bepaalde belanghebbenden. Indien de VREG het voorstel van Algemene Toepassingseisen RfG nu zou goedkeuren, zouden deze latere opmerkingen van de belanghebbenden nutteloos zijn<sup>4</sup>.

Daarom kunnen we het voorstel van Algemene Toepassingseisen ook voor het plaatselijk vervoernet niet goedkeuren, en verkiezen we om onze beslissing over de bepalingen in de Algemene Toepassingseisen<sup>5</sup>, die later in de C10/11 worden geïntegreerd, samen te nemen met de beslissing over C10/11.

Een aangepast voorstel, dat rekening houdt met de in punt 2 van bijlage 2 geformuleerde opmerkingen (behalve §2.1.1 die gaat over opmerkingen specifiek voor de Franstalige versie), moet worden voorgelegd.

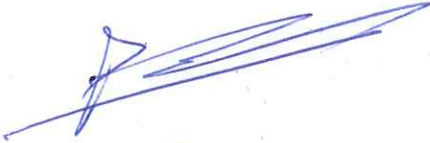
---

<sup>4</sup> Synergrid zal zijn definitieve voorstel voor C10/11 indienen in December samen met de opmerkingen van de belanghebbenden op de consultatie en de verwerking van de opmerkingen. De regionale regulatoren hebben vanaf de indiening 2 maanden tijd om een beslissing te nemen.

<sup>5</sup> Zowel voor het plaatselijk vervoernet als voor het distributienet van elektriciteit

Tegen deze beslissing kan beroep ingesteld worden bij de Raad van State binnen de 60 dagen na ontvangst van deze kennisgeving.

Hoogachtend,



Pieterjan Renier  
Algemeen directeur

Bijlage: Commentaar van regionale regulatoren op voorstel algemene toepassingseisen ingediend door Elia en Synergrid in toepassing van de Netcodes RfG en DCC





**Cwape**  
Commission  
Wallonne  
pour l'Energie

**brugel** ● ●

LE REGULATEUR BRUXELLOIS POUR L'ENERGIE  
DE BRUSSELE REGULATOR VOOR ENERGIE

**VREG**

uw gids op de  
energiemarkt

*Date du document : 16/11/2018*

**COMMENTAIRES DES REGULATEURS REGIONAUX SUR LES  
PROPOSITIONS D'EXIGENCES GENERALES SOUMISES PAR ELIA  
ET SYNERGRID EN APPLICATION DES CODES RFG ET DCC**

# Table des matières

<b>1. Objet .....</b>	<b>3</b>
<b>2. Exigences relatives au Code RfG .....</b>	<b>3</b>
2.1. REMARQUES GENERALES.....	3
2.1.1. <i>Remarques générales spécifiques à la version française</i> .....	3
2.1.2. <i>Opmerkingen over de Nederlandstalige versie</i> .....	3
2.1.3. <i>Opmerkingen geldig voor beide versies</i> .....	4
2.2. REMARQUES SPECIFIQUES .....	5
<b>3. Exigences relatives au Code DCC.....</b>	<b>14</b>
3.1. REMARQUES GENERALES.....	14
3.2. REMARQUES SPECIFIQUES .....	15

## **1. OBJET**

Le présent document regroupe les remarques des régulateurs régionaux émises à l'occasion de leur analyse conjointe des propositions d'ELIA et de SYNERGRID (pour compte des GRD) relatives aux exigences d'application générale à établir en vertu des Codes RfG (section 2) et DCC (section 3), soumises le 17 mai 2018.

Les remarques générales valent aussi bien pour ELIA que pour SYNERGRID. Pour chaque remarque spécifique, il est précisé si celle-ci concerne ELIA et/ou les GRD.

Les régulateurs précisent que l'absence de remarques sur certaines dispositions dans le présent document ne peut être interprétée comme une approbation tacite ou implicite de celles-ci. Ils se réservent le droit d'émettre des observations complémentaires à l'occasion de l'examen des nouvelles propositions qui leur seront soumises.

Enfin, nonobstant les différents éléments repris ici, les régulateurs tiennent à saluer l'immense travail réalisé par ELIA en collaboration avec les GRD et avec le secteur, en vue d'arriver à ces propositions. Les présentes décisions de refus doivent être considérées comme des opportunités d'amélioration et de mise en cohérence autant que possible avec les différents textes complémentaires, mais non encore aboutis, qui bénéficient de délais d'élaboration plus longs.

## **2. EXIGENCES RELATIVES AU CODE RFG**

### **2.1. Remarques générales**

#### **2.1.1. Remarques générales spécifiques à la version française**

La CWaPE relève que la version française du document « RfG » soumise officiellement comporte un grand nombre d'erreurs : schémas et types d'unités incorrects (pp. 5 et 6) contrairement à la version anglaise, formulations imprécises disséminées tout au long du document (traductions ?). Il conviendrait de procéder à une relecture complète en vue de soumettre une version française exempte de toute ambiguïté.

Une clarification est notamment nécessaire quant à la nature des termes suivants :

- Point de raccordement / point de connexion : ces termes sont utilisés alternativement et il est stipulé dans le texte qu'ils peuvent être différents ; les versions du code européen utilisent les vocables « point de raccordement » (version française, définition n°15) et « connection point » (version anglaise, définition n°15) ; le cas échéant, une définition est nécessaire dans le document, étant donné l'absence de définition du point de connexion dans la législation wallonne et bruxelloise;
- Contrat de raccordement / contrat de connexion : lien à établir avec les définitions légales ou nouvelles définitions à prévoir;
- Processus de raccordement / processus de connexion : idem, ainsi que lien à établir entre contrat et processus.

#### **2.1.2. Opmerkingen over de Nederlandstalige versie**

- De termen aansluitingspunt en aansluitpunt worden door elkaar gebruikt. Deze zijn niet hetzelfde: de NC RfG gebruikt de term aansluitpunt als een generieke term voor de aansluiting van zowel netgebruikers als distributienetten. In de Vlaamse regelgeving (technische reglementen) wordt een



aansluitingspunt gedefinieerd als “de fysieke plaats en het spanningsniveau van het punt waar de aansluiting is verbonden met het elektriciteitsdistributienet of het gesloten distributienet voor elektriciteit” (respectievelijk het plaatselijk vervoernet).

- Koppelpunt wordt de technische reglementen gedefinieerd als “het tussen beheerders onderling overeengekomen fysieke punt waar de koppeling tussen hun netten is gerealiseerd”. Een koppelpunt is dus een aansluitpunt, maar geen aansluitingspunt. Het wordt dus best gespecificeerd telkens wat men bedoelt om discussies te vermijden: het aansluitingspunt (van de netgebruiker), het koppelpunt (van de GDN of de DNB) of het aansluitpunt (voor vereisten die voor zowel koppelpunten als aansluitingspunten gelden).

### 2.1.3. Opmerkingen geldig voor beide versies

La liste des points soumis à l’approbation des régulateurs devrait être mieux précisée : suivant les cas, le GR compétent peut être le GRD, Elia en tant que GRTL/GRTR ou Elia en tant que GRT. Certains points non repris dans l’énumération faite dans le courrier de Synergrid semblent relever également de la compétence régionale. En particulier, il conviendrait de préciser sous 2.1.1 et 6.1.1 ce qui est visé par « les valeurs de base suivantes », sachant que les niveaux de tensions de 70 et 36 kV relèvent du transport local, voire de la distribution.

Lorsqu’il est fait référence au “RTF” ou au “règlement technique fédéral”, il conviendrait d’en préciser les références complètes et à chaque fois s’il s’agit du règlement en vigueur ou de la proposition soumise par Elia le 17 mai 2018 aux instances fédérales compétentes.

Les dispositions en référence au CDS « pour autant que celui-ci n’ait pas introduit d’exigence ... » ne relèvent pas de la compétence des GRT/TL/D et devront être précisées dans un texte légal. En revanche, les exigences soumises par le GRTL et les GRD en application des codes ne nécessitent *a priori* pas d’être répétées dans un autre texte légal si elles font l’objet d’une approbation par le régulateur régional, conformément aux articles 7.1 et 6.1 respectivement des codes RfG et DCC. Ceci n’empêche nullement les références dans d’autres textes.

Enfin, concernant le processus d’approbation en général, les régulateurs relèvent deux difficultés majeures :

- Ils ne peuvent se prononcer sur des dispositions futures destinées à compléter les présentes propositions (p.ex. prescriptions, normes, “précisions ultérieures” et “études” auxquelles il est fait explicitement ou non référence...);
- Ils n’entendent pas anticiper le processus d’approbation du règlement technique fédéral lorsque des dispositions y seront explicitement prévues et probablement reprises telles quelles dans les autres règlements ou assimilés, ceci en vue de conserver autant que possible une approche uniforme sur le territoire belge.

In het algemeen zijn er een aantal (vormelijke) verschillen in de EN, NL en FR versie te staan, die normaal gezien hetzelfde zouden moeten zijn. De regionale regulatoren vragen een grondig nazicht van alle documenten op consistentie, zodanig dat deze **inhoudelijk identiek zijn**



## 2.2. Remarques spécifiques

Exigences d'application générale	Commentaires	Van toepassing op GRTL/GRTR/PVN-beheerder	Van toepassing op GRD/DNB
Introduction	<p>« ce document devrait être considéré comme un document technique mais non-opposable juridiquement, axé sur la clarification de diverses exigences générales techniques qui seront reflétées dans divers codes de réseau, contrats et/ou documents réglementaires » : les régulateurs relèvent que leur approbation en application des codes RfG et DCC est de nature à rendre ces exigences opposables juridiquement, indépendamment de leur insertion dans d'autres documents.</p>	•	•
Inleiding	<p><i>“Als algemene regel stelt dit document minimumeisen voor. Als een PGM capaciteiten heeft die hoger zijn dan de minimaal vereiste capaciteiten en het gebruik ervan geen negatieve technische invloed heeft op de normale werking, dan dienen deze capaciteiten in overeenstemming met de relevante systeembeheerder beschikbaar te zijn voor activatie (opmerking: voor Elia gebeurt dit bij de aansluitingsovereenkomst). “ :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>⇒ De regulatoren vragen zich af hoe dat zal werken voor de publieke distributienetbeheerders. In ieder geval moet bij elke vermelding van dergelijke bepalingen het recht van de netgebruiker toegevoegd worden op het indienen van beroepsmogelijkheid bij de regulator, indien hij niet akkoord gaat met de netbeheerders, bijvoorbeeld bij de interpretatie van “geen negatieve technische invloed”.</li> <li>⇒ Op andere plaatsen (bijvoorbeeld op p. 7 van de NL versie) zegt men dat indien verder gaan dan de minimum technische vereisten “technisch en economisch mogelijk” is, dan wordt verwacht dat de eigenaar van de installatie dit aanbiedt. Waarom hier enkel “technisch mogelijk”? Febeliec maakte een gelijkaardige opmerking in de consultatie en de motivatie om dit niet te doen was niet duidelijk.</li> <li>⇒ Om discussie te vermijden zou het interessant zijn om een technisch voorschrift of andere richtlijnen op te stellen hoe de netbeheerders dit gaan beoordelen. Dat lijkt vooral relevant voor het publiek distributienet, waar er veel gelijkaardige productie-installaties worden aangesloten en dus dezelfde discussie opnieuw kunnen voorkomen.</li> </ul>	•	•

Point 2, pp. 5 et 6	Dans la version française, nombreuses incohérences dans les schémas et limites applicables aux SGU. A mettre en concordance avec la proposition relative aux seuils de puissance maximale applicables aux unités de production d'électricité de types B, C, D, soumise le 17 mai 2018	•	
Point 2.1.1, p. 6	Titre en français incorrect (supprimer « durée... tensions) « Point de connexion » : remplacer par point de raccordement ?	•	•
	Préciser ce qui est visé par « les valeurs de base suivantes ». Si applicable aux réseaux 36 et 70 kV : sur quelle base la capacité de tenue en tension est-elle fixée pour les types A ? (pour les types B et C, articles 14.3.a et 15 du Code RfG ?).	•	•
Tableau 1, p. 7	Si applicable aux réseaux 36 et 70 kV : « contrat de connexion » => remplacer par « contrat de raccordement » ?	•	•
p. 7	« Si des capacités de tenue en tension plus larges ou plus longues sont techniquement et économiquement réalisables, le propriétaire de l'installation <u>doit</u> les mettre à la disposition du gestionnaire de réseau compétent » : sur quelle base cette obligation est-elle fixée ? Même pour les types D, l'article 16.2.b du Code RfG précise uniquement que le propriétaire ne peut pas rejeter l'accord sans raison. L'obligation est donc formulée de manière moins absolue.	•	•
Point 2.1.2, p. 7	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ce point ne contient aucune prescription à ce stade. La décision d'approbation ne porte donc pas sur ce point.</li> <li>• A noter qu'il est fait allusion au RTF : quid du RTTL/RTTR ?</li> <li>• De netwerkcode RfG en ook het IGD-document legt deze vereisten enkel op aan Type D. De paragraaf stelt dat deze ook van toepassing moeten zijn op type C, omdat deze al zijn opgenomen in het FTR in het verleden. De regulatoren vragen zich af of dit ook geldig is voor het type C op het plaatselijk vervoernet. Indien dit inderdaad het voorstel is van Elia, hadden ze graag meer motivatie waarom dit nodig is voor het plaatselijk vervoernet.</li> <li>• De regulatoren had graag meer motivatie waarom een locatie-gebonden invoering beter is dan een algemene regel voor deze paragraaf voor het plaatselijk vervoernet.</li> </ul>	•	•
Point 3.1.1, p. 8	<ul style="list-style-type: none"> <li>• De manière générale, l'article 13.1.a.ii et iii renvoie à un accord au cas par cas avec le propriétaire de l'installation de production. Il n'est donc en principe pas pertinent de prévoir une exigence d'application générale à ce sujet.</li> </ul>	•	•

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• D'autre part, le 13.1.a.ii conditionne cet accord : « si nécessaire pour préserver ou rétablir la sûreté du système électrique ». A motiver ?</li> <li>• Art. 13.1.a.ii zegt dat de eigenaar van de elektriciteitsproductie-eenheid niet mag weigeren voor bredere frequentiebanden, waarbij rekening wordt gehouden met de "economische en technische haalbaarheid" daarvan. In het voorstel van de netbeheerders spreekt men enkel over de technische capaciteit. Wat is de motivatie hiervoor?</li> </ul>		
	« Pour les unités de type A, le propriétaire de l'installation de production d'électricité <u>devra</u> communiquer sa capacité de durée technique au GRT et <u>la mettre à la disposition de ce dernier</u> » : sur quelle base cette obligation est-elle fixée ? l'article 13.1.a.iii du Code RfG précise uniquement que « le propriétaire de l'installation de production d'électricité <u>ne refuse pas sans raison valable</u> d'appliquer des plages de fréquences plus larges ou des durées minimales de fonctionnement plus longues, compte tenu de leur faisabilité économique et technique ». L'obligation est donc formulée de manière moins absolue.	•	•
	La référence au « « Closed Distribution System » (ci-après CDS) (pour autant que le CDS n'aie pas introduit des exigences d'application générale du NC RfG séparées ou divergentes) » excède la compétence du GRT et des GRD. Une telle disposition doit figurer dans un texte légal, p.ex. les règlements techniques régionaux.	•	•
	« Pour les unités de type A et B, le gestionnaire de réseau compétent doit être informé de la capacité de durée technique <u>devant être mise à la disposition</u> du gestionnaire de réseau compétent ». D'où vient cette obligation de mise à la disposition ? L'article 13.1.a.iii du Code RfG précise uniquement que « le propriétaire de l'installation de production d'électricité <u>ne refuse pas sans raison valable</u> d'appliquer des plages de fréquences plus larges ou des durées minimales de fonctionnement plus longues, compte tenu de leur faisabilité économique et technique ». L'obligation est donc formulée de manière moins absolue.	•	•
Point 3.1.2, p. 9	Synergrid déclare que ce point est également une proposition des GRD, en exécution de l'article 13.1.b du Code RfG. Il nous semble que c'est plutôt à travers le point 3.1.3 que les GRD exécutent cette disposition ? L'approbation ne porte pas sur le point 3.1.2 pour les GRD mais sur le point 3.1.3.		•
Point 3.1.3, p. 9	« (ou le CDS, pour autant que le CDS n'aie pas introduit des exigences d'application générale du NC RfG séparées ou divergentes) » : excède la compétence du GRT et des GRD.	•	•

	<p>Une telle disposition doit figurer dans un texte légal, p.ex. les règlements techniques régionaux.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ce point contient plusieurs éléments imprécis : « une protection de découplage basée sur une mesure des vitesses de variation de la fréquence <u>peut être défini</u> par le GRD » ; « Néanmoins, les GRD publics <u>étudient</u> de nouvelles stratégies de protection visant à améliorer la coordination ». Les régulateurs ne peuvent approuver un point aussi flou.</li> <li>• Bedoelt men met transmissienet enkel het federale transmissienet? Of ook het plaatselijk vervoernet/gewestelijke transmissienet?</li> </ul>	•	•
Point 3.1.5, p. 12	<p>Remarque de forme : sauf erreur, ce point exécute également l'article 13.5 du Code RfG (deux derniers § du point, p. 13).</p> <p>« La conformité sera établie sur base de certification d'homologation ou <u>au cas par cas</u> en coordination avec le propriétaire de l'installation de production d'électricité » : le « au cas par cas » est-il admissible ?</p>	•	
Point 3.1.6, p. 13	<ul style="list-style-type: none"> <li>• « sera spécifié par le gestionnaire de réseau compétent en temps voulu ». Une fois ce moment arrivé, une approbation par le régulateur sera nécessaire. En attendant, ce point ne peut être approuvé.</li> <li>• « <i>bijkomende apparatuur om de logische interface op afstand te kunnen bedienen</i> » Deze formulering is te vaag en er is een concrete vermelding nodig naar de specifieke technologie die de relevante systeembeheerder wil opleggen. Eventueel kan er een verwijzing naar het technisch reglement, een technisch voorschrift als C10/11 of het aansluitingscontract (die onder regulatorisch toezicht staan) voorzien worden als oplossing voor dit document. Het kan echter niet de bedoeling dat de netbeheerder dit zomaar willekeuring en zonder motivatie kan bepalen vooral voor type A op het distributienet, gezien dit mogelijks een significante impact heeft.</li> </ul>	•	•
Point 3.1.7, p. 13	<p>Sauf erreur, ce point exécute également l'art. 14.4.b.</p> <p>« ou le CDS (pour autant que le CDS n'aie pas introduit des exigences d'application générale du NC RfG séparées ou divergentes) » : excède la compétence du GRT et des GRD. Une telle disposition doit figurer dans un texte légal, p.ex. les règlements techniques régionaux.</p> <p>Les régulateurs relèvent que les plages 49.9-50.1 Hz et 0,85-1,10 Un sont plus strictes que les plages définies sous 2.1.1 et 3.1.1, pour lesquelles des durées de fonctionnement nettement supérieures sont autorisées.</p>	•	•

	<p>Pour quelle raison une PGM qui peut fonctionner en dehors des plages relevées ici ne pourrait-elle pas se reconnecter dans les mêmes conditions ?</p> <p>§2 : « fixée selon les exigences d'exploitation » : de qui ?</p>		
Point 4, p. 14	<p>Les exigences applicables aux unités de type A ne sont pas toutes applicables aux unités de type B. L'article 14 du Code RfG prévoit que l'article 13.2.b n'est pas applicable aux unités de type B → le point 3.1.4 des exigences d'application générale devrait partiellement être exclu pour les unités de type B.</p>	•	•
Point 4.1.1, p. 14	<ul style="list-style-type: none"> <li>• « sera spécifié par le gestionnaire de réseau compétent en temps voulu ». Une fois ce moment arrivé, une approbation par le régulateur sera nécessaire. En attendant, ce point ne peut être approuvé.</li> <li>• La CWaPE rappelle également l'existence de dispositions dans l'AGW du 10 novembre 2016.</li> <li>• « <i>bijkomende apparatuur om de logische interface op afstand te kunnen besturen</i> » Deze formulering is te vaag en er is een concrete verwijzing nodig Eventueel kan er een verwijzing naar het technisch reglement, een technisch voorschrift als C10/11 of het aansluitingscontract (die onder regulatorisch toezicht staan) voorzien worden als oplossing voor dit document. Het kan echter niet de bedoeling dat de netbeheerder dit zomaar willekeuring en zonder motivatie kan bepalen.</li> <li>• De VREG heeft een voorstel voor telecontrole voor Type B opgenomen in de nieuwe versie van het TRDE die ter consultatie voorligt.</li> </ul>	•	•
Point 4.1.2, p. 14	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Paragraaf is fout genummerd in de Nederlandstalige versie (4.1.1 i.p.v. 4.1.2)</li> <li>• Waarom heeft het bereik voor de spanning de ondergrens van 0,9 Un, terwijl dit in §3.1.7 0,85 Un is? Voir également commentaire sous 3.1.7 concernant les limites imposées.</li> <li>• "<i>Automatische herkoppeling is mogelijk onder bepaalde voorwaarden</i>". Welke voorwaarden zijn dit? We suggereren om de voorwaarden te vermelden of om een verwijzing naar een document met de voorwaarden op te nemen vooraleer we deze paragraaf kunnen goedkeuren. (<i>Le texte français renvoie quant à lui aux "conditions défini ci-dessus" - sic</i>)</li> <li>• « ou le CDS (pour autant que le CDS n'aie pas introduit des exigences d'application générale du NC RfG séparées ou divergentes) » : excède la compétence du GRT et des GRD. Une telle disposition doit figurer dans un texte légal, p.ex. les règlements techniques régionaux.</li> </ul>	•	•



Point 4.2.2.1, p. 15	<ul style="list-style-type: none"> <li>Le code de réseau n'impose pas le temps réel mais permet également un échange « périodiquement avec horodatage ». Quelle est la motivation des fréquences exigées ? La fréquence de 10 secondes est-elle réaliste et utile ? Préciser s'il s'agit de fréquence de mise à disposition locale de la mesure ou de rapatriement vers le GR.</li> <li>Le dernier § ne peut être approuvé en l'état. Qu'est-ce qui est visé et quelles sont les garanties pour les producteurs ? Une référence à un cadre légal est-elle utile ?</li> <li>« ou le CDS (pour autant que le CDS n'aie pas introduit des exigences d'application générale du NC RfG séparées ou divergentes) » : excède la compétence du GRT et des GRD. Une telle disposition doit figurer dans un texte légal, p.ex. les règlements techniques régionaux.</li> <li>Remarque de forme : il n'y a pas de point 4.2.2.2, dès lors la numérotation 4.2.2.1 est inutile.</li> <li>We merken op dat er in de finale Engelse versie bijkomende voetnoten zijn opgenomen (5 The nominal values of voltages...) die niet in de Nederlandse versie staan.</li> </ul>	•	•
Point 4.3.1, p. 16	« ou le CDS (pour autant que le CDS n'aie pas introduit des exigences d'application générale du NC RfG séparées ou divergentes) » : excède la compétence du GRT et des GRD. Une telle disposition doit figurer dans un texte légal, p.ex. les règlements techniques régionaux.	•	•
	2eme §, parle de « point de connexion » : remplacer par « point de raccordement » ? A noter que cette précision n'existe pas dans la version anglaise.	•	•
1. Point 4.3.2, p. 17	<p>« Note : Autres types de réglages de tension nécessaires pour la gestion du réseau de distribution local peuvent être demandé par les GRD et CDS (pour autant que le CDS n'aie pas introduit des exigences d'application générale du NC RfG séparées ou divergentes) » :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>une approbation par le régulateur sera nécessaire, comme pour les autres exigences d'application générale. En attendant, cet élément ne peut être approuvé...</li> <li>Pour les CDS : excède la compétence du GRT et des GRD. Une telle disposition doit figurer dans un texte légal, p.ex. les règlements techniques régionaux.</li> </ul>	•	•
Point 4.3.3, p. 17	Les régulateurs relèvent que le choix de $t_{clear} = 0,2$ est hors plage de base de l'art.14.3 du code (0,14-0,15 ou 0,14-0,25 <u>si la protection et la sûreté de fonctionnement du réseau l'impose</u> ). Quelle est la motivation de ce choix ? Idem pour les points 4.4.1, 6.3.1 et 6.4.1	•	•

<p>Point 4.3.4 p.18</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La montée en puissance après défaut de 90% en 3 secondes paraît excessive. Il convient de préciser de quel défaut il est question afin de lever toute ambiguïté (p.ex. un déclenchement est hors scope pour un tel ramping). De belanghebbende General Electric maakte hier een opmerking over, maar het antwoord van Elia en Synergrid was enkel dat dit locatie gebonden is of dat de dit binnen de CENELEC-norm valt. We vinden dit niet voldoende motivatie en had hier graag meer uitleg over, waarom het voorstel van de belanghebbende (5 seconden) niet kan volstaan.</li> <li>• In de Nederlandse versie is er geen vermelding van 90% van het werkzaam vermogen van voor de storing waardoor dit impliciet 100% is. Dit moet aangepast worden.</li> <li>• « Pour toutes les autres SPGM... » est peu clair. S'agit-il des C et D, car on peut difficilement inclure les types A dans le traitement au cas par cas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•</li> </ul>	
<p>Point 4.4.1, p. 19</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Parle de « point de connexion » : remplacer par « point de raccordement » ?</li> <li>• Comme pour 4.3.3, le choix de <math>t_{clear} = 0,2</math> est hors plage de base de l'art.14.3 du code (0,14-0,15 ou 0,14-0,25 <u>si la protection et la sûreté de fonctionnement du réseau l'impose</u>). Quelle est la motivation de ce choix ?</li> <li>• De formulering « <i>In overeenstemming met art. 14.3(a) (vii) kan de RSB nauwere instellingen specificeren voor de minimale spanningsbeveiliging</i> ». Welke nauwere instellingen zijn dat? Binnen welke bereik? Is dit locatie-gebonden of voor alle productie-installaties?</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•</li> </ul>
<p>Point 4.4.2, p. 20</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Il est précisé que « la capacité effective du PPM disponible au point de connexion (<u>qui peut être différente de celle au point de raccordement du PPM</u>) doit être communiquée ». D'où vient cette distinction ? La version anglaise renvoie aux bornes (de l'onduleur).</li> <li>• « L'unité PPM <u>possédant déjà</u> une capacité de réglage de tension ne doit pas refuser l'utilisation de cette capacité de réglage de la tension au gestionnaire de réseau compétent. En pareil cas, les réglages des contrôleurs doivent être convenus avec le gestionnaire de réseau compétent ». L'utilisation des termes « possédant</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•</li> </ul>

	<p>déjà » donne à penser que cela s'adresse à des installations déjà existantes. Or, celles-ci ne sont en principe pas concernées par les codes de réseau...</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Zie vorige opmerkingen over de technische rechtvaardiging. We gaan akkoord dat de capaciteiten van de eenheid niet beperkt worden om te voldoen aan de minimumeisen, maar dat de volledige capaciteit moet benut worden. De weigering van de eigenaar van de PPM van de <b>volledige</b> capaciteit tot blindvermogen (boven het minimum) kan echter geweigerd worden voor technische redenen, maar ook door economische rechtvaardiging (zie hoger).</li> <li>• Als antwoord op een opmerking van belanghebbende BGA wordt aangegeven dat de DSO niet andere controlemodi zullen vragen. Dan moet dit ook zo vermeld worden in §4.4.2.</li> </ul>		
Point 4.4.2, p. 21	« Note : Autres types de réglages de tension nécessaires pour la gestion du réseau de distribution local peuvent être demandé par les GRD »: une approbation par le régulateur sera nécessaire, comme pour les autres exigences d'application générale. En attendant, cet élément ne peut être approuvé...	•	•
Point 4.4.3, p. 21	<ul style="list-style-type: none"> <li>• « Pour PPM type B connecté à un réseau de distribution, les GRD prévoient d'utiliser les spécifications définies dans le futur standard EN50549-2 » : ne peut être approuvé sur base d'une intention ou d'un projet</li> <li>• In de Nederlandse versie zijn een aantal zinnen niet overgenomen uit de finale Engelse versie ('The resulting fast current injection at the point of connection should be calculated and shared with the TSO...') (<i>manque également dans la version française</i>)</li> <li>• We begrijpen de paragraaf « <i>De parameters van deze functionaliteit ....zijn dus locatiegebonden eisen</i> » Waarom zijn deze parameters locatiegebonden per aansluitingscontract op het distributienet? Waarom is dat niet bijvoorbeeld per zone? Hoe wordt de vraag voor de parameter gemotiveerd? De formulering is te vaag en geeft te weinig rechten aan de producent.</li> </ul>	•	•
Point 4.4.4, p. 22	<p>« processus de connexion » : remplacer par « processus de raccordement » ?</p> <p>La montée en puissance après défaut de 90% en 1 seconde paraît excessive. Préciser de quel défaut il est question ?</p>	•	

	« Pour toutes les autres SPGM... » est peu clair. S'agit-il des C et D, car on peut difficilement inclure les types A dans le traitement au cas par cas.		
Point 5, p. 23	Les spécifications applicables au type B ne sont pas toutes applicables au type C : voir l'article 15.1 du code RfG pour les exclusions.	•	
Point 5.3.1, p. 27	La disposition est en réalité inutile puisqu'elle ne fait que dire que ce sera du cas par cas.	•	
Point 5.3.2, p. 27	Idem (art. 15.6.b) au cas par cas.	•	
Point 5.3.3, p. 27	Idem (15.6.c) au cas par cas.	•	
Point 5.3.4, p. 27	Idem (15.6.d) au cas par cas.	•	
Point 5.3.5, p. 27	Idem (15.6.f) au cas par cas.	•	
Point 5.4, p. 28	« point de connexion » : remplacer par « point de raccordement » ?	•	
	Parle du RTF : préciser la version. Devrait aussi parler du RTTL/RTTR.	•	
Point 5.5.1, p. 29	« point de connexion » : remplacer par « point de raccordement » ?	•	
Point 5.5.2, p. 29	Parle du RTF actuel (référence correcte) : devrait aussi parler du RTTL/RTTR ?	•	
Point 5.6.2, p. 30	« point de connexion » : remplacer par « point de raccordement » ?	•	
	La note de bas de page n° 4 parle du RTF. Devrait aussi parler du RTTL/RTTR ?	•	
Point 6, p. 33	Les exigences applicables aux unités de type C ne sont pas toutes applicables aux unités de type D (voir l'article 16.1 du Code RfG)	•	
Point 6.1.1, p. 33	« point de connexion » : remplacer par « point de raccordement » ? Préciser ce qui est visé par « les valeurs de base suivantes » (les niveaux de tension 36 kV et 70 kV ne concernent a priori pas le type D).	•	
Point 6.3.1, p. 33	remplacer par « point de raccordement » ? Le choix de $t_{clear} = 0,2$ est hors plage de base de l'art.16.3 du code (0,14-0,15 ou 0,14-0,25 <u>si la protection et la sûreté de fonctionnement du réseau l'impose</u> ). Quelle est la motivation de ce choix ?	•	
Point 6.3.2, p.35	Parle du RTF actuel (référence correcte) : devrait aussi parler du RTTL/RTTR ?	•	
Point 6.4.1, p. 35	« point de connexion » : remplacer par « point de raccordement » Le choix de $t_{clear} = 0,2$ est hors plage de base de l'art.16.3 du code (0,14-0,15 ou 0,14-0,25 <u>si la protection et la sûreté de fonctionnement du réseau l'impose</u> ). Quelle est la motivation de ce choix ?	•	

### 3. EXIGENCES RELATIVES AU CODE DCC

#### 3.1. Remarques générales

La liste des points soumis à l'approbation des régulateurs devrait être mieux précisée : suivant les cas, le GR compétent peut être le GRD, Elia en tant que GRTL/GRTR ou Elia en tant que GRT. Certains points non repris dans l'énumération faite dans le courrier de Synergrid semblent relever également de la compétence régionale.

Enfin, concernant le processus d'approbation en général, les régulateurs relèvent ici également deux difficultés majeures :

- Ils ne peuvent se prononcer sur des dispositions futures destinées à compléter les présentes propositions ;
- Ils n'entendent pas anticiper le processus d'approbation du règlement technique fédéral lorsque des dispositions y seront explicitement prévues et probablement reprises telles quelles dans les autres règlements ou assimilés, ceci en vue de conserver autant que possible une approche uniforme sur le territoire belge.

In het algemeen is het voor deel II belangrijk om te vermelden dat het enkel voor nieuwe verbruikersinstallaties gaat, die zullen deelnemen aan vraagresponso en niet over bestaande verbruikersinstallaties. Deze bezorgdheid dat dat niet het geval zou zijn, komt een aantal keer terug in het consultatieverslag. De netbeheerders bevestigen dat dit niet het geval is in het consultatieverslag, maar voegen dit niet expliciet toe in het general requirements document. Voor de duidelijkheid stellen de regionale regulatoren voor om dit wel expliciet te vermelden.

Verder vinden de regulatoren het belangrijk dat er voor de artikels 28 en 29 een aparte consultatie voorzien wordt door Synergrid of Elia, indien de voorgestelde diensten zouden worden opengetrokken naar de laagspanningsdistributienetten. Elia hield reeds een publieke consultatie, maar door de dynamiek en specifieke problematieken van het laagspanningsdistributienet, de mogelijks andere belanghebbenden etc. lijkt het de regionale regulatoren opportuun om de general requirements uit deel II niet te laten gelden voor LS-netgebruikers, tenzij hier een aparte consultatie voor wordt opgezet.

In het algemeen vinden we dat er een vermelding moet worden opgenomen dat bij klachten of geschillen de bevoegde, regulerende instantie tussenkomt. In het consultatieverslag wordt er ook meermaals aangegeven dat de geschillenkamer van de CREG bevoegd is bij conflicten tussen de netgebruikers en de netbeheerder of tussen netbeheerders onderling. De regionale regulatoren willen erop wijzen dat zij bevoegd zijn voor de geschillen tussen de beheerder van het plaatselijk vervoernet en een netgebruiker van dat net, de beheerder van het distributienet en een netgebruiker van dat net of tussen de beheerder van het plaatselijk vervoernet en de distributienetbeheerder of de gesloten distributienetbeheerder. Bijgevolg is het niet de geschillenkamer van de CREG, maar de bevoegde diensten van de regionale regulatoren respectievelijk voor Wallonië, Vlaanderen en het Brussels Hoofdstedelijk Gewest. We begrijpen dat dit voor sommige geschillen niet zwart-wit is. De regionale regulatoren zullen daarom een inspanning leveren om zoveel mogelijk elkaar te informeren en te aligneren over dergelijke geschillen.

In het algemeen zijn er een aantal (vormelijke) verschillen in de EN, NL en FR versie te staan, die normaal gezien hetzelfde zouden moeten zijn. De regionale regulatoren vragen een grondig nazicht van alle documenten op consistentie, zodanig dat deze **inhoudelijk identiek zijn**.



### 3.2. Remarques spécifiques

Exigences d'application générale	Commentaires	Van toepassing op GRTL/GRTRPVN-beheerder	Van toepassing op GRD/DNB
Introduction	« ce document devrait être considéré comme un document technique et non légalement contraignant, axé sur la clarification de diverses exigences générales techniques qui seront reflétées dans divers codes de réseau, contrats, termes et conditions, documents réglementaires, et/ou prescriptions techniques » : les régulateurs relèvent que leur approbation en application des codes RfG et DCC est de nature à rendre ces exigences opposables juridiquement, indépendamment de leur insertion dans d'autres documents.	•	•
Tableau 1, p. 7	Remplacer « unité de production d'électricité » par « installation de consommation ».	•	
Point 1.2.2, p.9	De paragraaf vermeldt « <i>de voorwaarden en instellingen voor automatisch ontkoppeling worden overeengekomen tussen de TSB en ...</i> » ⇒ We vinden dat dit expliciet deel uitmaakt van het aansluitingscontract, respectievelijk de samenwerkingsovereenkomst (en niet in een ander document). We suggereren om dit zo expliciet te vermelden.	•	
Point 1.2.3, p.9	Ce point est implicitement soumis à l'approbation des régulateurs régionaux de par les points 2.1.2. et 2.2.2 soumis par Synergrid. La référence à l'annexe I du RTF n'est pas pertinente dans ce cas.		•
Point 1.3.1, 9.10	« ... sera spécifié pour chaque niveau de tension dans la version révisée <u>du code de réseau</u> » : mauvaise traduction => « règlement technique fédéral ». Pour le GRTL/GRTR, ce point devra quant à lui être spécifié dans le RTTL/RTTR met referentie naar de specifieke artikels. Cette disposition ne peut être approuvée en l'état.	•	
Point 1.4.1, p. 9	« <i>Er kunnen uitzondering worden toegestaan voor een specifiek aansluitpunt, maar de technische of financiële voordelen moeten worden aangetoond vooraleer een dergelijke uitzondering wordt toegestaan</i> » ⇒ Door wie worden deze uitzonderingen toegestaan? De netbeheerder? Alleen of in samenwerking met een andere partij? Wat zijn de criteria voor een dossier op te stellen? Wie zal dit moeten doen? ⇒ Het hele proces dient duidelijker te omschreven worden naar rollen en verantwoordelijkheden toe.	•	
Points 1.4.2 et 1.4.3, p. 11 à 14	Il est relevé que le texte de la page 11 définissant les seuils de 33% et 21% ne correspond pas aux schémas pour ce qui concerne les GRD.	•	

	<p>Tant pour 1.4.2 que pour 1.4.3, les limites peuvent être atteintes « pour chaque point de raccordement ou <u>pour un ensemble de points de raccordement</u> » ; cette seconde mention ne s'applique pas à la plupart des CDS.</p> <p>Pour toutes ces différentes raisons, il serait opportun de distinguer plus explicitement les GRD des CDS (ne pas se limiter à la mention "fermé" entre parenthèses).</p> <p>Concernant l'analyse conjointe (1.4.2 et 1.4.3), celle-ci sert notamment à "garantir que l'ensemble des éventuels investissements nécessaires seront techniquement et financièrement optimaux". Comment réconcilier cette approche constructive avec le § suivant (1.4.2 et 1.4.3) : « ces exigences assurent qu'une quantité suffisante de sources de puissances réactives (...) seront/soient présentes <u>dans</u> le réseau de distribution (fermé)... » ?</p> <p>D'autre part, les régulateurs s'interrogent sur la manière de considérer le cas hypothétique d'une dégradation d'une situation existante, non soumise à DCC, du fait par exemple du raccordement en aval d'un nouvel URD, soumis au DCC, ou encore de la cessation d'activités d'un ancien URD non soumis.</p> <p>De definitie van de maximale import- en exportcapaciteit in de paragrafen 1.4.2 en 1.4.3. is onvoldoende duidelijk. Zo is het bijvoorbeeld niet duidelijk of het ter beschikking gesteld vermogen (PPAD) ook van toepassing is bij aansluitingspunten lager dan 30 kV.</p>		
Point 1.7.1, p.15	<p>Les régulateurs relèvent que « l'horodatage défini » mentionné dans le code DCC est considéré comme du temps réel.</p> <p>Les régulateurs s'étonnent de la publication par Elia d'une norme.</p> <p>La référence au « code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique » devrait être ajoutée (cfr 2017/2196).</p>	•	
Point 1.8.1, p. 16	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pour la forme : le renvoi « Comme indiqué au point [8] » manque de clarté.</li> <li>• Doorheen §1.8 vermeldt men meermaals "Elia sluit echter niet uit dat dit in de toekomst deel zal uitmaken van een beveiligingsplan". Deze formulering kan voor dat de interpretatie zorgen dat de regulatoren al een goedkeuring geven voor de toekomstige wijzigingen. Dit is echter niet het geval. Elke nieuwe wijziging dient voor gelegd te worden aan de regulatoren ter goedkeuring.</li> </ul> <p>⇒ We suggereren om de formulering aan te passen om hiermee rekening te houden of om de zin te schrappen.</p>	•	

Point 1.9, p. 17	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Men dient hier ook te verwijzen naar de relevante artikels van het plaatselijk vervoernet reglement.</li> <li>• De opmerking van de stakeholder Energyville/KULeuven werd niet voldoende behandeld. Er is geen voldoende motivatie waarom de opmerking niet is meegenomen: een enkele zin met de vermelding dat de Synergrid regels duidelijk zijn is niet echt een motivatie van het waarom van de voorstellen uit §1.9 en waarom Elia/Synergrid niet akkoord gaat met de opmerking van Energyville/KU Leuven.</li> </ul>	•	
Point 1.10.1, p. 17	Qu'est-ce que « l'accord d'exploitation du GRT/GRD » ? la convention de collaboration ?	•	
Point 2.1.5, p. 20	<p>La référence aux dispositions contractuelles <u>actuelles</u> soulève plusieurs questions :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• De quelles dispositions contractuelles s'agit-il ?</li> <li>• Les conditions en vigueur pour les installations existantes seront-elles d'application pour le futur ?</li> <li>• Le code DCC (art.28.2.e) prévoit une publication des spécifications techniques approuvées, de même qu'une procédure de consultation préalable pour les unités raccordées à un niveau de tension <math>\leq</math> 110 kV.</li> </ul>	•	•

