

REGULERINGSKOMMISSIE VOOR ENERGIE IN HET BRUSSELS HOOFDSTEDELIJK GEWEST

**ADVIES op eigen initiatief (BRUGEL-ADVIES-
20201119-306)**

**Betreffende het wettelijke kader dat de activiteiten van de
distributienetbeheerder en de bevoegdheden van de
regulator regelt.**

**Opgesteld op basis van artikel 30bis, §2, van de
elektriciteitsordonnantie.**

19/11/2020

Inhoudsopgave

1	Wettelijke grondslag	3
2	Context	4
3	Conclusies van de juridische studie.....	5
4	Benadering van Brugel.....	6
5	Bijlage: Juridische studie van het advocatenkantoor Janson.....	8

I Wettelijke grondslag

Artikel 30bis, §2 van de ordonnantie van 19 juli 2001 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest (hierna de "elektriciteitsordonnantie") bepaalt dat:

"[...] BRUGEL wordt bekleed met een opdracht tot verlening van advies aan de overheid over de organisatie en de werking van de gewestelijke energiemarkt enerzijds, en met een algemene opdracht van toezicht op en controle van de toepassing van de hiermee verband houdende ordonnanties en besluiten anderzijds.

BRUGEL is belast met volgende opdrachten:

...

2° op eigen initiatief of op vraag van de Minister of de Regering, het uitvoeren van onderzoeken en studies of het geven van adviezen, betreffende de elektriciteits- en gasmarkt;

... "

Dit advies en de bijgevoegde juridische studie zijn opgesteld op initiatief van BRUGEL.

2 Context

Aan de vooravond van de omzetting van het "*Clean Energy Package*" naar nationale wetgeving en rekening houdend met de noodzaak om de rol van de distributienetbeheerder (hierna "*DNB*") in de verschillende bestaande en opkomende activiteiten in verband met de energiemarkt te verduidelijken, heeft BRUGEL beslist om een juridische studie over dit thema te laten uitvoeren (hierna "*juridische studie*"). In oktober 2019 werd een overheidsopdracht gelanceerd om een advocatenkantoor aan te stellen om deze studie uit te voeren. Die overheidsopdracht werd gegund aan het advocatenkantoor Janson. Het doel van de bestelde juridische studie was tweeledig:

- onderzoek naar de verenigbaarheid van artikel 8, §4 van de elektriciteitsordonnantie betreffende de productieactiviteit van de DNB met de Europese regelgeving die een effectieve scheiding van de distributienetten en de productie- en leveringsactiviteiten voorschrijft. Daarnaast moest de juridische analyse ook peilen naar de verenigbaarheid van de andere activiteiten van de DNB, met name die met betrekking tot opslag, laadstations en bepaalde andere projecten, met het Europese recht;
- analyse van de bevoegdheden van de regulator wanneer een handeling van de DNB in strijd is met het Europese recht.

De juridische studie werd in april 2020 afgerond en is als bijlage bij dit advies gevoegd.

3 Conclusies van de juridische studie

De resultaten van de juridische studie tonen het volgende aan:

- **met betrekking tot de productieactiviteit** (punt 1 van de juridische studie): de Europese richtlijnen zouden de DNB verplichten om de energie te verwerven die nodig is om de verliezen te dekken of om de beschermde afnemers te bevoorraden en om daarbij transparante, niet-discriminerende procedures te volgen die gebaseerd zijn op de marktregels. **De DNB mag zelf geen elektriciteit produceren om zijn verliezen te dekken.** Er zijn echter twee uitzonderingen op dit principe:
 - o de DNB kan over productie-eenheden beschikken wanneer dit volledig geïntegreerde netwerkcomponenten zijn die worden gebruikt voor niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten,
 - o wanneer de productie-eenheden geen volledig geïntegreerde netwerkcomponenten zijn, kan de DNB erover beschikken op voorwaarde dat hij een afwijking van de regulator heeft verkregen.

Wat de productieactiviteit betreft, worden in de juridische studie ook verschillende oplossingen voorgesteld voor een juridische inregelstelling, met oog voor de belangen van alle betrokken partijen;

- **met betrekking tot elektromobiliteit en opslag** (punten 2.3 en 2.4 van de juridische studie), wordt aanbevolen om artikelen 33 en 36 van richtlijn 2019/944 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 zo getrouw mogelijk om te zetten in nationale wetgeving. Meer bepaald mag de DNB alleen als operator van laadstations optreden wanneer er sprake is van een tekort op de markt. Afgezien van dit ene geval moet hij als neutrale partij in dienst daarvan optreden.
- **de uitvoering van openbaardienstverplichtingen die niet tot de "core business" van Sibelga behoren (Enerclick en Solarclick)** (punt 2.2 van de juridische studie) roept ook vragen op vanuit een Europees perspectief, zonder daarmee in strijd te zijn. Het Europese recht benadrukt immers het neutrale karakter van de netbeheerder¹;
- **de levering van energie aan beschermde afnemers** (punt 1.4.3 van de juridische studie) door de DNB lijkt in overeenstemming te zijn met het Europese recht;

met betrekking tot de bevoegdheden van de regulator (punten 1.6 en 2.2.2.2 van de juridische studie): deze moeten in de eerste plaats worden verankerd in het doeltreffendheidsbeginsel en het beginsel van voorrang van het Europese recht. Die beginselen moeten met andere woorden door BRUGEL worden toegepast bij de uitoefening van haar wettelijke bevoegdheden. Zij kan ook een bindende beslissing nemen wanneer de beheerder een overtreding van de elektriciteitsordonnantie vaststelt. Zij kan in het kader van haar tariefbevoegdheden kosten die verband houden met een activiteit die niet verenigbaar is met het Europese recht, afwijzen. Zij is ook verplicht om een niet conforme activiteit te melden in al haar adviesopdrachten, in het bijzonder met betrekking tot het investeringsplan.

¹ Artikel 31.10 van richtlijn 2019/944 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019.

Daarnaast kan de regulator ook een beroep doen op verschillende rechtsmiddelen voor de rechtbanken en gerechtshoven om ervoor te zorgen dat het doeltreffendheidsbeginsel en het beginsel van voorrang van het Europese recht worden gerespecteerd.

4 Benadering van Brugel

BRUGEL wil als regulator van de Brusselse energiemarkt de energietransitie ondersteunen en bevorderen. In dat verband is zij ervan overtuigd dat elke betrokkene moet bijdragen aan het verwezenlijken van deze uitdaging, met inachtneming van zijn taken en verantwoordelijkheden. Om daar samen in te slagen, zijn het voeren van overleg en een dialoog absoluut noodzakelijk. De regulator heeft er alle vertrouwen in dat elke marktspeler daarin zijn plaats zal kunnen vinden en de verduidelijking van de rollen zal deel uitmaken van een constructieve en *win-win* aanpak.

Uit de bovengenoemde juridische studie blijkt bijvoorbeeld dat de netbeheerder, op een enkele uitzondering na, geen productieactiviteit mag ontwikkelen met behulp van warmtekrachtkoppelingsinstallaties. SIBELGA beschikt echter al over warmtekrachtkoppelingsinstallaties. Wat die activiteit betreft, is BRUGEL van mening dat er een geleidelijke oplossing moet worden gekozen die rekening houdt met de realiteit van het verleden. Zij zou met name de volgende aanpak kunnen hanteren:

- er moet een onderscheid worden gemaakt tussen bestaande en nieuwe warmtekrachtkoppelingsinstallaties;
- het Europese wettelijke kader moet door BRUGEL in haar adviezen over de investeringsplannen in herinnering worden gebracht;
- BRUGEL zal bij de regering aandringen op de noodzaak om het Brusselse wettelijke kader in overeenstemming te brengen met het Europese wettelijke kader;
- er zal aan SIBELGA worden gevraagd om de manier om de warmtekrachtkoppelingen uit haar gereguleerde activiteit te halen, te verantwoorden en te selecteren;
- BRUGEL behoudt zich, in het kader van haar exclusieve tariefbevoegdheden, het recht voor om kosten voor installaties die na de uiterste datum voor de omzetting van de richtlijnen in gebruik worden genomen, af te wijzen.

Tot slot en in het algemeen zal de juridische analyse een leidraad zijn voor BRUGEL bij de uitoefening van haar bevoegdheden, in het bijzonder met betrekking tot:

- haar opdracht om de regering en het parlement te adviseren, door middel van adviezen die worden verleend op eigen initiatief of op vraag van de minister;
- in het kader van haar analyse van de investeringsplannen van de netbeheerders;
- bij het uitbrengen van haar advies over het programma voor de openbare dienstverplichtingen van de distributienetbeheerder;
- bij het nemen van bindende beslissingen in het kader van haar tariefopdracht;
- bij elke actie die haar verantwoordelijkheid als hoeder van het beginsel van voorrang van het Europese recht impliceert.

* *

*

5 Bijlage: Juridische studie van het advocatenkantoor Janson

**Analyse juridique des activités du gestionnaire de
réseau de distribution et les pouvoirs du régulateur
dans le contrôle de celles-ci**

Rapport final

Chaussée de La Hulpe 187

1170 Bruxelles

Belgique

20.04.2020

Tel : +32 2 675 30 30

Fax : +32 2 675 30 31

www.janson.be

I. Objet

La présent avis vise à examiner, dans un premier temps, si l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale (ci-après : « ordonnance électricité ») est en conformité avec la réglementation européenne qui impose une séparation effective des réseaux de distribution par rapport aux activités de production et de fourniture.

En effet, l'ordonnance dispose, en son article 8 §4, que : « *Le gestionnaire du réseau de distribution ne peut s'engager dans des activités de production ni de fourniture d'électricité si ce n'est pour couvrir ses besoins propres, compenser les pertes et remplir les missions et obligations de service public visées aux articles 24 et 24bis et au chapitre IVbis de la présente ordonnance* ». Conformément à cette disposition, SIBELGA, gestionnaire du réseau de distribution, exercerait des activités de production d'électricité en vue de couvrir ses pertes (exploitation de plusieurs installations de cogénération).

Or, l'article 25.5 de la directive 2009/72/CE du parlement européen et du conseil du 13 juillet 2009 dispose que « *Chaque gestionnaire du réseau de distribution se procure l'énergie qu'il utilise pour couvrir les pertes d'énergie et maintenir une capacité de réserve dans son réseau selon des procédures transparentes, non discriminatoires et reposant sur les règles du marché, lorsqu'il est chargé de cette fonction. Cette exigence est sans préjudice de l'utilisation de l'électricité acquise en vertu de contrats conclus avant le 1er janvier 2002* ».

La nouvelle directive 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019, adoptée dans le cadre du Clean Energy Package a modifié cette disposition par un nouvel article 31.5 qui dispose que « *Chaque gestionnaire de réseau de distribution agit en tant que facilitateur neutre du marché lorsqu'il se procure l'énergie qu'il utilise pour couvrir les pertes d'énergie dans son réseau selon des procédures transparentes, non discriminatoires et reposant sur les règles du marché, lorsqu'il est chargé de cette fonction* ».

Ces deux directives imposeraient donc au gestionnaire du réseau de distribution de se procurer dans le marché l'électricité qu'il utilise pour couvrir ses pertes d'énergie. Plusieurs notions ont ainsi été modifiées ou supprimées comme la possibilité de « maintenir une capacité de réserve dans son réseau ». La notion de « facilitateur neutre du marché » a été rajoutée.

Dans un second temps, le présent avis porte sur la conformité avec ces directives européennes d'autres activités ou projets de Sibelga. A savoir, Enerclick, Solarclick, Solarclick 2.0, l'électromobilité et le stockage.

Enfin, les pouvoirs dont dispose le régulateur dans l'hypothèse où certaines activités seraient contraires au droit européen est examiné et des solutions sont proposées.

II. Structure de l'avis

I.	Objet	1.1-2
II.	Structure de l'avis	1.1-3
III.	Avis.....	1.1-5
1.	Activité de production - cogénération.....	1.1-5
1.1.	Droit applicable en Région de Bruxelles-Capitale et usage effectif de la cogénération par SIBELGA	1.1-5
1.2.	Droit comparé.....	1.2-8
1.2.1.	Région wallonne	1.2-8
1.2.2.	Région flamande.....	1.2-9
1.2.3.	Autres pays de l'UE.....	1.2-10
1.2.4.	Conclusion	1.2-13
1.3.	Examen des dispositions européennes en matière de couverture des pertes électriques	1.3-13
1.3.1.	La couverture des pertes dans la 2 ^{ème} et 3 ^{ème} directive électricité - unbundling.....	1.3-13
1.3.2.	Examen de 4 ^{ème} directive électricité	1.3-16
1.3.3.	Conclusion	1.3-17
1.4.	Le gestionnaire d'un réseau de distribution peut-il détenir des unités de production à d'autres fins que la couverture des pertes ?	1.4-18
1.4.1.	Acquisition des services auxiliaires.....	1.4-18
1.4.2.	L'exercice par le gestionnaire du réseau de distribution d'autres activités que celles visées par la 4 ^{ème} directive et le Règlement électricité.....	1.4-19
1.4.3.	Obligations de service public : Clients protégés et fourniture de dernier ressort	1.4-20
1.5.	Conclusion.....	1.5-21
1.6.	Pouvoirs de l'autorité de régulation	1.6-22
1.6.1.	Primauté et effet utile du droit de l'Union, effet direct d'une directive	1.6-22
1.6.1.1.	Primauté du droit européen sur le droit national	1.6-22
1.6.1.2.	Effet direct d'une directive	1.6-23
1.6.1.3.	Refus d'appliquer un acte contraire au droit de l'Union européenne	1.6-24
1.6.2.	Application au cas d'espèce	1.6-25
1.6.2.1.	Action en manquement.....	1.6-25
1.6.2.1.	Refus d'appliquer un acte contraire au droit de l'Union européenne	1.6-25
1.6.2.1.1.	Plan d'investissement.....	1.6-25
1.6.2.2.	Approbation des tarifs.....	1.6-27

1.6.2.3.	Pouvoir de prendre des décisions contraignantes	1.6-27
2.	Analyse des autres activités de Sibelga ou projet	1.6-29
2.1.	Utilisation des installations de cogénération de Sibelga par un Balancing Service Provider	2.1-29
2.2.	Solarclick (2.0).....	2.2-30
2.2.1.	Solarclick (2.0) – OSP et aides d’Etat	2.2-30
2.2.1.1.	Considération sur l’existence potentielle d’une aide d’Etat	2.2-30
2.2.1.2.	Pouvoirs de l’autorité de régulation.....	2.2-33
2.2.1.2.1.	Plainte ou information à la Commission européenne.....	2.2-33
2.2.1.2.2.	Action devant les juridictions nationales	2.2-34
2.2.2.	Solarclick (2.0) – Traitement de l’excédent de ces installations	2.2-34
2.2.2.1.	Compatibilité avec l’ordonnance électricité.....	2.2-34
2.2.2.2.	Pouvoirs de l’autorité de régulation.....	2.2-35
2.3.	Electromobilité.....	2.3-35
2.4.	Stockage.....	2.4-38
3.	Conclusion générale et proposition de solution.....	2.4-39

III. Avis

1. Activité de production - cogénération

1.1. Droit applicable en Région de Bruxelles-Capitale et usage effectif de la cogénération par SIBELGA

L'article 8, §4 de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale (M.B., 17.11.2001 ; ci-après : « *ordonnance électricité* »), tel que successivement modifié par l'article 24 de l'ordonnance du 14 décembre 2006¹, l'article 5 de l'ordonnance du 4 septembre 2008² et l'article 8 de l'ordonnance du 20 juillet 2011³, dispose ce qui suit :

« Le gestionnaire du réseau de distribution ne peut s'engager dans des activités de production ni de fourniture d'électricité si ce n'est pour couvrir ses besoins propres, compenser les pertes et remplir les missions et obligations de service public visées aux articles 24 et 24bis et au chapitre IVbis de la présente ordonnance. Tout achat complémentaire d'électricité se fait selon des procédures transparentes et non discriminatoires ».

C'est en particulier cette ordonnance du 20 juillet 2011 qui a permis au gestionnaire du réseau de distribution en Région de Bruxelles-Capitale de s'engager dans des activités de production et de fourniture d'électricité, dans 3 cas limités, à savoir :

1. la couverture de ses besoins propres ;
2. compenser les pertes ; et
3. remplir ses obligations de service public.

Les ordonnances du 14 décembre 2006 et du 4 septembre 2008 prévoyaient jusque-là la possibilité de fournir de l'électricité exclusivement dans le cadre de la fourniture d'électricité pour des manifestations festives temporaires en voirie ou pour agir en tant que fournisseur de dernier secours. L'activité de production n'était alors pas autorisée.

Les travaux parlementaires de cette dernière ordonnance du 20 juillet 2011 expliquent cet ajout comme suit :

¹ Ordonnance du 14 décembre 2006 modifiant les ordonnances du 19 juillet 2001 et du 1er avril 2004 relatives à l'organisation du marché de l'électricité et du gaz en Région de Bruxelles-Capitale et abrogeant l'ordonnance du 11 juillet 1991 relative au droit à la fourniture minimale d'électricité et l'ordonnance du 11 mars 1999 établissant des mesures de prévention des coupures de gaz à usage domestique (M.B., 09.01.2007).

² Ordonnance du 4 septembre 2008 modifiant l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale (M.B., 19.09.2008).

³ Ordonnance du 20 juillet 2011 modifiant l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et l'ordonnance du 12 décembre 1991 créant des fonds budgétaires (M.B., 10.08.2011).

L'article 8 modifie l'article 8, § 4 de l'ordonnance électricité. Cette modification a pour but de préciser que le gestionnaire de réseau peut produire et fournir de l'électricité pour couvrir ses besoins propres, compenser les pertes et remplir les missions et obligations de service public prévues dans l'ordonnance électricité. Il est de plus précisé que tout achat complémentaire d'électricité est réalisé en respectant des procédures transparentes et non discriminatoires. La fourniture de dernier ressort étant confiée au gestionnaire du réseau de distribution via une mission de service public, celui-ci n'est pas soumis à l'obligation de disposer d'une licence de fourniture.

4

1.3.2.4. Couverture des pertes et production

Remarque générale

Les articles 8 et 9 de l'ordonnance établissent des règles d'indépendance et d'autonomie du GRD par rapport aux fournisseurs d'électricité ou des personnes qui contrôlent ces derniers. En pratique, la séparation juridique de ces diverses activités est prescrite par le régulateur européen. En effet, la directive prévoit des règles contraignantes de dissociation des gestionnaires de réseau de distribution en vertu de son article 26. D'après Brugel, les règles contenues dans l'ordonnance électricité, combinées avec les dispositions de la loi du 22 décembre 1986 relatives aux intercommunales s'opposent à ce que le GRD bruxellois puisse exercer à la fois une activité de gestion de réseau et une activité de fourniture/vente et/ou faire partie d'une entreprise verticalement intégrée. Les règles en vigueur concernant la dissociation sont donc en conformité avec la directive, sous réserve d'une proposition de modification ci-dessous.

⁴ Projet d'Ordonnance modifiant l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et l'ordonnance du 12 décembre 1991 créant des fonds budgétaires, Commentaire des articles, Doc. Parl. Parl. Rég. Brux.-Cap., Session ordinaire 2010-2011, A-201/1, p. 24.

Article 8 du projet d'ordonnance modifiant l'article 8, § 4 de la version coordonnée

« § 4. Le gestionnaire du réseau de distribution ne peut s'engager dans des activités de production ni de fourniture d'électricité si ce n'est pour couvrir ses besoins propres, compenser les pertes, assurer l'équilibre de son réseau s'il y a lieu et remplir les missions et obligations de service public visées aux articles 24 et 24bis et au chapitre IVbis de la présente ordonnance. Tout achat complémentaire d'électricité se fait selon des procédures transparentes et non discriminatoires. ».

Cette disposition permet au gestionnaire de réseau de s'engager dans des activités de fourniture d'électricité dans le cadre des missions et obligations de service public, ce qui était déjà le cas dans l'ordonnance en vigueur, mais aussi, ce qui est neuf, ou pour compenser ses pertes ou encore pour ses besoins propres.

5

A la lecture de ces travaux, il semblerait que la dérogation à l'interdiction de produire de l'électricité viserait les cas où celle-ci est utilisée pour les besoins du gestionnaire du réseau de distribution ou pour couvrir ses pertes. La dérogation à l'interdiction de fournir de l'électricité semble viser quant à elle les cas où le gestionnaire du réseau de distribution doit remplir des obligations de service public de fourniture (fourniture aux clients protégés).

L'article 8, §4 de l'ordonnance électricité est le fondement légal à l'article 181 du Règlement technique selon lequel « [l]e gestionnaire du réseau de distribution compense les pertes d'énergie dans son réseau de distribution, par une production ou des achats appropriés d'énergie. Ces achats font l'objet d'une procédure de mise en concurrence selon des procédures transparentes, non discriminatoires et reposant sur les règles du marché, en donnant la priorité à l'électricité verte. ».⁶

En pratique, selon les informations communiquées aux fins de la rédaction du présent avis, **SIBELGA utilise exclusivement l'électricité générée par les unités de cogénération dont elle dispose pour couvrir les pertes sur son réseau**. Pour couvrir le delta entre le total des pertes et sa production propre, SIBELGA procède à des achats conformément aux dispositions de l'article 8, §4, de l'ordonnance électricité et l'article 181 du Règlement technique.

⁵ Projet d'Ordonnance modifiant l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et l'ordonnance du 12 décembre 1991 créant des fonds budgétaires, Rapport de la Commission de l'Environnement, de la Conservation de la nature, de la Politique de l'eau et de l'Energie, Doc. Parl. Parl. Rég. Brux.-Cap., Session ordinaire 2010-2011, A-201/2, p. 11.

⁶ Décision 80 du 5 décembre 2018 de BRUGEL relative à l'approbation aux propositions de règlements techniques électricité et gaz présentées par le gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité et de gaz SIBELGA, M.B., 5 février 2019. Remarque : ce point fait l'objet d'une question spécifique de ce contrôle ex post et il est également demandé à Sibelga la manière dont ce tarif est calculé et de justifier le cas échéant son caractère préférentiel

La chaleur produite est revendue au propriétaire des bâtiments abritant les installations dans le cadre d'un contrat long terme (i.e : durée de vie de l'installation). Sibelga décrit ceci dans les termes suivants sur son site internet⁷ :

« Sibelga propose aux gestionnaires de bâtiments privés et publics de Bruxelles un partenariat gagnant-gagnant attractif. Notre entreprise prend en effet tous les coûts d'investissement en charge. Pour résumer, nous investissons dans l'unité de cogénération et nous nous occupons de son installation comme de son exploitation tout en assurant le suivi du projet de A à Z. Cette formule bénéficie aux deux parties, car :

- *le gestionnaire de bâtiment réalise des économies sur les coûts de chauffage ;*
- *Sibelga injecte l'électricité produite dans son propre réseau et perçoit des certificats verts. ».*

1.2. Droit comparé

1.2.1. Région wallonne

En Région wallonne, l'article 8, §1^{er} du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité (M.B., 07.08.2019 ; ci-après le « *décret électricité wallon* »), tel que modifié par l'article 9 du décret du 17 juillet 2008⁸, puis remplacé par l'article 6 du décret du 11 mai 2018⁹, octroie également la possibilité pour le gestionnaire du réseau de distribution se réaliser des activités de production d'électricité verte dans les termes suivants :

« Le gestionnaire du réseau de distribution peut réaliser des activités de production d'électricité issue de sources d'énergie renouvelable. L'électricité ainsi produite est exclusivement utilisée afin d'alimenter ses propres installations, pour compenser ses pertes de réseau et pour fournir les clients finals dans les cas prévus par le présent décret. [...] ».

Les travaux parlementaires¹⁰ font état de ce que la dérogation à l'interdiction de produire de l'électricité vise les cas où celle-ci est utilisée pour les besoins du gestionnaire du réseau de distribution ou pour couvrir ses pertes. La dérogation à l'interdiction de fournir de l'électricité viserait quant à elle les cas où le gestionnaire du réseau de distribution agit comme fournisseur des « *clients protégés* » au sens du décret électricité wallon ou quand l'électricité n'est facturée par aucun « *fournisseur* » au sens du même décret.

Dans son rapport CD-19k25-CWaPE-0069 du 25 novembre 2019 relatif au contrôle du niveau d'implémentation des règles d'indépendance et de gouvernance par les gestionnaires de réseau de distribution et leurs filiales, faisant suite à l'adoption du décret wallon du 11 mai 2018 précité, considère que :

« La correcte transposition en droit wallon de l'article 31.10 de la Directive 2019/944 nécessitera par ailleurs de vérifier que les activités relevant de la mission de service public du GRD, telles que définies par ou en vertu du

⁷ La cogénération, un levier de la transition écologique, 23 octobre 2019, consultable à l'adresse suivante : <https://www.sibelga.be/fr/blog/cogeneration-levier-transition-ecologique>.

⁸ Décret du 17 juillet 2008 modifiant le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité.

⁹ Décret du 11 mai 2018 modifiant le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et le décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz, M.B., 28.05.2018.

¹⁰ Doc. Parl. W., commentaires des articles, session 2007-2008, 813, n°1, pp. 20-21 ; voir aussi Doc. Parl. Wall., commentaires des articles, session 2017-2018, 1066, n°1.

décret électricité correspond fidèlement aux tâches énoncées par la Directive 2019/944 et le Règlement (UE) 2019/943. ».

Sur la base des seules dispositions décrétales, la CWaPE est d'avis que tout gestionnaire de réseau de distribution se doit donc d'injecter l'entièreté de sa production sur le réseau, à l'exception du cas où cette unité de production serait sur le même point de raccordement qu'un bâtiment du GRD et où la production pourrait alors être en tout ou en partie autoconsommée. L'électricité produite par cette unité de production ne peut être consommée par un client final, sauf application de l'article 4, §4 du Règlement technique qui permet exceptionnellement une alimentation provisoire nécessitée par des réparations rendues nécessaires à la suite d'une coupure.¹¹ L'électricité injectée doit donc être utilisée pour couvrir ses pertes.

L'article 8, §2 du décret du 12 avril 2001 interdit au GRD de réaliser des activités commerciales liées à l'énergie, sauf dérogation dont les conditions d'application sont strictes (exigence d'un marché public, activité techniquement et économiquement complémentaire aux tâches du GRD et directement utile pour l'accomplissement des missions de service public, approbation par la CWaPE). Dans son rapport CD-19k25-CWaPE-0069 précité, la CWaPE a considéré que la vente de la chaleur générée par la cogénération était une activité commerciale liée à l'énergie et il conviendra que la CWaPE vérifie au cas par cas si les conditions de la dérogation sont réunies.

Il en ressort que, en Région wallonne, la CWaPE se demande également si l'activité de production d'électricité pour couvrir les pertes est conforme au droit européen, et en tout cas, considère que la production de chaleur et sa valorisation constitue des activités visées par l'article 31.10 directive 2019/944/UE du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE¹² (puisque l'article 8, §2 s'en inspire tout en étant plus strict).

1.2.2. Région flamande

En Région flamande, l'article 4.1.8 du décret du 8 mai 2009 portant les dispositions générales en matière de la politique de l'énergie (M.B., 07.07.2009 ; ci-après : « *décret électricité flamand* ») contient également une disposition similaire mais ne concerne que les installations existantes au 1^{er} octobre 2006, et il s'agit d'une obligation de service public en elle-même :

§1. Le gestionnaire du réseau de transport local d'électricité ne peut pas entreprendre d'autres activités pour la production d'électricité que la production d'électricité qui est nécessaire pour pouvoir dûment exécuter ses tâches de gestionnaire de réseau.

§ 2. Un gestionnaire de réseau de distribution et sa société d'exploitation ne peuvent pas entreprendre des activités en matière de la production d'électricité ou de gaz, sauf la production d'électricité de sources d'énergie renouvelables et de cogénération qualitative dans des installations de production dont le gestionnaire du réseau de distribution est le propriétaire au 1er octobre 2006 et qui sont raccordés au réseau de ce gestionnaire de réseau de distribution. L'électricité produite dans ces installations, est exclusivement utilisée pour compenser la propre consommation du gestionnaire de réseau de distribution, la propre consommation de la société d'exploitation et/ou les pertes de réseau. L'électricité produite dans

¹¹ La CWaPE considère également que le départ électricité fait interdiction au gestionnaire de réseau de réaliser des activités commerciales liées à l'énergie dont notamment la valorisation de la chaleur qui serait produite au départ d'une installation de cogénération.

¹² Ci-après : « *4ème directive électricité* ».

ces installations, est exclusivement utilisée pour compenser la propre consommation du gestionnaire de réseau de distribution, la propre consommation de la société d'exploitation et/ou les pertes de réseau. L'exploitation d'installations de cogénération qualitative dont il est le propriétaire au 1er octobre 2006, constitue une obligation de service public pour le gestionnaire du réseau tant que les certificats accordés pour les économies d'énergie primaires réalisées par l'installation ne sont pas acceptés pour l'obligation de certificat, visée à l'article 7.1.11. Dans ce cadre, le gestionnaire du réseau vise une économie d'énergie primaire maximale.

Les travaux parlementaires¹³ expliquent que l'intention n'est pas de permettre aux gestionnaires de réseau de distribution de fournir des services supplémentaires, de réalisation ou d'acheter de nouvelles installations. Ils peuvent uniquement exploiter les unités de production dont ils sont propriétaire au 1^{er} octobre 2006 pour couvrir ses propres besoins et compenser les pertes en réseau, et ce jusqu'à ce que les installations ne soient plus éligibles à recevoir des certificats verts. Il s'agit donc avant tout d'une mesure transitoire, contrairement à ce qui est prévu en Région wallonne et en Région de Bruxelles-Capitale.

La production d'électricité et de chaleur par les GRD est donc vouée à disparaître en Région flamande.

1.2.3. Autres pays de l'UE

1.2.3.1 Perspectives globales

Aucun régime similaire à ceux présent en Région de Bruxelles-Capitale et en Région wallonne dans d'autres pays de l'UE.

Le Council of European Energy Regulators a établi en octobre 2017 un rapport sur les pertes d'énergies dans les réseaux électriques¹⁴, à partir des informations fournies par les autorités de régulation de 27 pays et les stakeholders. Dans ce rapport, il est rappelé qu'il existe deux méthodes pour couvrir les pertes en réseau :

- Méthode 1 : les pertes sont physiquement injectées par les responsables d'équilibre ou les fournisseurs de services d'équilibrage. Chacun injecte sa propre énergie pour compenser les pertes liées à sa propre consommation/injection ou celle de ses clients au cours de la même période.

Cette méthode est utilisée pour la couverture des pertes sur le réseau de transport belge.

- Méthode 2 : les gestionnaires de réseau sont responsables pour la couverture des pertes et le coût est intégré dans les tarifs.

Cette méthode est utilisée pour la couverture des pertes sur les réseaux de distribution belge.

Lorsque la deuxième méthode est employée, le CEER note que la directive 2009/72/CE (ci-après : « 3^{ème} Directive électricité »)¹⁵ fait obligation aux gestionnaires de réseau de se procurer l'énergie qu'il utilise pour couvrir les pertes

¹³ Projet de décret 2009 portant les dispositions générales en matière de la politique de l'énergie, Doc. VI. Parl., commentaires des articles, session 2008-2009, 2165, n°1, pp. 41-42.

¹⁴ CEER Report on Power Losses, 18 octobre 2017, consultable via le lien suivant :

<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/09ecee88-e877-3305-6767-e75404637087>.

¹⁵ Directive 2009/72/CE du Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE, J.O.U.E., 14.08.2009, L-211.

selon des procédures transparentes, non discriminatoires et reposant sur les règles du marché, lorsqu'il est chargé de cette fonction. Le CEER indique en effet¹⁶ :

The provisions of the European Directive 2009/72/EC¹⁷ oblige electricity system operators to procure the energy they use to cover power losses according to transparent, non-discriminatory and market-based procedures whenever they have such a function.¹⁸

Le CEER indique encore qu'il existe 3 manières pour les gestionnaires de réseau de se procurer l'énergie, qui peuvent par ailleurs être combinées :

- sur les bourses d'énergies (day-ahead ou contrats long-terme s'il en existe toujours) ;
- achats bilatéraux ;
- par des marchés publics et enchères.

A aucun moment, le rapport ne conclut pas à la possibilité pour un Etat membre d'autoriser le gestionnaire du réseau à se procurer l'énergie nécessaire pour la couverture des pertes via une production propre.

Il convient encore de souligner que le rapport n'identifie aucun Etat membre dans lequel une telle autorisation aurait néanmoins été donnée, sur base des données qui lui ont été transmises.

Le rapport précité du CEER répète finalement les conclusions d'un rapport précédent publié le 19 février 2009 sur le traitement des pertes électriques par les gestionnaires de réseau,¹⁷ réalisé sous l'empire de la directive 2003/54/CE¹⁸ (ci-après : « 2^{ème} directive électricité »).

Cette position du CEER est également partagée par un rapport INOGATE¹⁹. Ce dernier indique ce qui suit (p.6) :

¹⁶ *Ibid.*, p. 20.

¹⁷ ERGEG, Treatment of Electricity Losses by Network Operators ERGEG Position Paper, Conclusion Paper, 19 février 2009, consultable via le lien suivant : <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/6f455336-d8c8-aa6f-36d3-fe5264caf57d>.

¹⁸ Directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE - Déclarations concernant les opérations de déclassement et de gestion des déchets, *J.O.U.E.*, 15.07.2003, L-176.

¹⁹ INOGATE, EU practice in treatment of technical losses in the high voltage electricity grid, consultable via le lien suivant: <http://www.inogate.org/documents/Treatment%20of%20losses%20in%20the%20HV%20networks.pdf>.

Procurement

Directive 2009/72/EC obliges TSOs to procure the energy they use to cover network losses according to transparent, non-discriminatory market-based procedures whenever they have this ability. As a European practice amongst TSO, two possible cases can be distinguished:

- **OPTION A:** TSOs are responsible for procurement of energy for losses (“centralised’ method”)
- **OPTION B:** Generators and/or Suppliers are mainly obliged to cover the losses (“self-procurement method”)

Under OPTION A, the energy required to cover transmission losses is procured:

- on the power exchanges – PEX (day ahead or longer contracts),
- bilaterally – OTC,
- by auctions/tenders (generators or traders submit price offers).

1.2.3.2 Allemagne

Selon l'article 22, paragraphe 1, de la loi sur le secteur de l'énergie (EnWG)²⁰ et de l'article 10, paragraphe 1, du décret sur l'accès au réseau électrique (StromNZV)²¹, les gestionnaires de réseau sont tenus de se procurer l'énergie nécessaire pour couvrir les pertes du réseau selon des procédures transparentes, non discriminatoires et axées sur le marché, appliquées également aux entreprises liées ou associées. Dans ce contexte, les procédures d'appel d'offres sont menées à bien, à moins qu'il n'y ait des raisons substantielles de ne pas le faire. Une raison substantielle peut exister, en particulier si les coûts des procédures d'appel d'offres sont disproportionnés par rapport à leurs avantages. L'autorité de régulation prend des décisions pour la détermination des procédures d'appel d'offres (ainsi que pour la détermination du niveau des pertes à couvrir).²² Toutefois, l'article 10, paragraphe 2, du décret sur l'accès au réseau électrique (StromNZV) précise que les gestionnaires de réseau directement ou indirectement connectés à moins de 100.000 clients sont exemptés de l'obligation de se procurer l'énergie nécessaire pour couvrir les pertes du réseau selon des procédures transparentes, non discriminatoires et axées sur le marché. Il se peut donc que certains « petits » gestionnaires de réseau allemand disposent de leur propres unités de production pour couvrir leur perte. La dérogation prévue par la réglementation allemande s'explique par la possibilité offerte aux Etats membres, par les directives, de ne pas imposer l'exigence de dissociation juridique aux gestionnaires de réseaux de distribution faisant partie d'une entreprise verticalement intégré, lorsqu'ils approvisionnent moins de 100.000 clients.²³

1.2.3.3 France

En France, la responsabilité de couvrir les pertes dans le système de distribution est également inscrite dans la loi. Il s'agit notamment de l'article L322-9 du Code de l'énergie. Lors de l'ouverture du marché de l'électricité à la

²⁰ Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), consultable via le lien suivant : https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_22.html.

²¹ Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen, (Stromnetzzugangsverordnung - StromNZV), 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), consultable via le lien suivant : <https://www.gesetze-im-internet.de/stromnztv/BJNR224300005.html>.

²² *Ibid*, §27, (1), 6.

²³ Voyez notamment, Directive 2009/72/CE, article 26.4.

concurrence, la responsabilité de la compensation des pertes a été confiée aux distributeurs d'énergie. A cette fin, il négocie librement avec les producteurs et les fournisseurs de son choix les contrats nécessaires à la couverture des pertes sur le réseau qu'il exploite, selon des procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparentes, telles que notamment des consultations publiques ou le recours à des marchés organisés.

1.2.4. Conclusion

Le cadre législatif en Région de Bruxelles-Capitale est en ligne avec celui de la Région wallonne, ce qui témoigne d'une lecture identique des droits et obligations pesant sur les gestionnaires de réseaux de distribution en vertu des directives européennes, ou du moins des directives du 2^{ème} et 3^{ème} Paquet. La Région flamande a adopté une approche différente, avec une phase transitoire, puisqu'elle a uniquement permis aux gestionnaires de réseau de distribution de conserver les unités de production existantes jusqu'à la fin de la période à laquelle ils perçoivent des certificats verts, aux fins de la couverture des pertes, et leurs a interdit d'exploiter de nouvelles unités de production.

Nonobstant la phase transitoire, l'approche de la Région flamande est en ligne avec celle adoptée dans les autres Etats membres. En effet, il ressort des rapports du CEER de 2017, de ERGEG de 2009 (désormais CEER) et de Inogate, que la couverture des pertes devrait se faire par des achats d'énergie pour être conforme tant à la 2^{ème} directive électricité qu'à la 3^{ème} et qu'aucun autre Etat membre n'a pas permis aux gestionnaires de réseau de couvrir leur pertes en-dehors du marché, soit par une production propre. Les exemples de l'Allemagne et de la France ont été donnés à cet effet.

Cette analyse comparée permet de constater que l'approche suivie en Région de Bruxelles-Capitale et en Région wallonne est marginale eu égard à l'ensemble des Etats membres, ce qui donne du fondement à la remise en question des dispositions de l'ordonnance bruxelloise et de son règlement technique en matière de couverture des pertes.

Il convient désormais de développer une analyse critique et autonome des dispositions des 2^{ème} et 3^{ème} directive électricité, ainsi que des implications éventuelles du changement de langage opéré dans la directive 2019/94424, lorsqu'il est question de la couverture des pertes des GRD. Ceci pour vérifier si l'approche suivie en Région de Bruxelles-Capitale et en Région wallonne est « marginale » mais conforme au droit européen ou si, au contraire, elle n'est pas conforme au droit européen.

1.3. Examen des dispositions européennes en matière de couverture des pertes électriques

1.3.1. La couverture des pertes dans la 2^{ème} et 3^{ème} directive électricité - unbundling

L'article 14.5 de la 2^{ème} directive électricité et l'article 25.5 de la 3^{ème} directive électricité disposent ce qui suit lorsque les gestionnaires de réseau sont chargés de se procurer l'électricité qu'ils utilisent pour couvrir les pertes par un Etat membre :

²⁴ Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE, J.O.U.E, 14.06.2019, L-58/125.

« Les gestionnaires de réseaux de distribution se procurent l'énergie qu'ils utilisent pour couvrir les pertes d'énergie et maintenir une capacité de réserve dans leur réseau selon des procédures transparentes, non discriminatoires et reposant sur les règles du marché, lorsqu'ils sont chargés de cette fonction. Cette exigence est sans préjudice de l'utilisation de l'électricité acquise en vertu de contrats conclus avant le 1er janvier 2002. » (nous surlignons).

Cette disposition a été interprétée de deux manières différentes au vu de l'analyse comparée :

- Première interprétation : elle fait obligation au gestionnaire du réseau de distribution de recourir à des procédures transparentes, non discriminatoires et reposant sur les règles du marché lorsqu'il achète de l'énergie pour couvrir les pertes.
- Deuxième interprétation : elle fait obligation au gestionnaire du réseau de distribution de couvrir la totalité de leurs pertes par des achats en suivant des procédures transparentes, non discriminatoires et reposant sur les règles du marché.

La première interprétation a été retenue en Région de Bruxelles-Capitale et Région wallonne, la seconde a été retenue par la Région flamande, avec une phase transitoire, et les autres Etats membres (cf. *supra*).

L'article 28.2, (a), de la 2^{ème} directive électricité²⁵ permet aux Etats membres d'autoriser les autorités de régulation nationale à exempter le gestionnaire d'un réseau fermé de distribution de « l'obligation, prévue à l'article 25, paragraphe 5, de se procurer l'énergie qu'il utilise pour couvrir les pertes d'énergie et maintenir une capacité de réserve dans son réseau selon des procédures transparentes, non discriminatoires et reposant sur les règles du marché ».

Dans la mesure où cette disposition paraphrase le contenu de l'article 25.5, elle n'est pas utile pour son interprétation.

Il est à noter que l'examen de l'ensemble des différents documents établis lors des travaux d'adoption des directives²⁶ n'a pas révélé l'interprétation qu'il convenait de donner aux termes employés, au-delà de leur sens commun. Sur cette base, une interprétation ne peut être retenue plutôt qu'une autre.

Toutefois, il convient encore d'avoir égard aux dispositions en matière de dissociation « juridique »²⁷ des gestionnaires de réseau de distribution (cf. article 15.6 de la 2^{ème} Directive électricité et 26.5 de la 3^{ème} Directive électricité) dont il résulte que :

«1. Lorsque le gestionnaire de réseau de distribution fait partie d'une entreprise verticalement intégrée, il doit être indépendant, au moins sur le plan de la forme juridique, de l'organisation et de la prise de décision, des autres activités non liées à la distribution. Ces règles ne créent pas d'obligation de séparer la propriété des actifs du gestionnaire de réseau de distribution, d'une part, de l'entreprise verticalement intégrée, d'autre part.

2. En plus des exigences visées au paragraphe 1, lorsque le gestionnaire du réseau de distribution fait partie d'une entreprise verticalement intégrée, il doit être indépendant, sur le plan de l'organisation et de la prise de décision, des autres activités non liées à la distribution. Les critères minimaux à appliquer pour cela sont les suivants: [...] ».

²⁵ L'article 38.2, (a) de la 4^{ème} directive électricité est rédigé de manière similaire. La 2^{ème} directive électricité ne traite pas des réseaux fermés de distribution.

²⁶ 2^{ème} directive électricité : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/HIS/?uri=CELEX:32003L0054> ; 3^{ème} directive électricité : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/HIS/?uri=CELEX:32009L0072>.

²⁷ Par distinction avec la dissociation de la propriété qui est imposé en sus au gestionnaire du réseau de transport.

Une entreprise verticalement intégrée est définie comme « *une entreprise d'électricité ou un groupe d'entreprises d'électricité qui confie directement ou indirectement à la même personne ou aux mêmes personnes l'exercice du contrôle, et qui assure au moins une des fonctions suivantes: transport ou **distribution**, et au moins une des fonctions suivantes: **production ou fourniture d'électricité*** » (nous surlignons).²⁸

La dissociation « juridique » des activités de production et de distribution d'une entreprise verticalement intégrée s'inscrit comme un préalable nécessaire pour assurer l'« accès des tiers au réseau » visés à l'article 20 de la 2^{ème} Directive électricité et à l'article 32 de la 3^{ème} Directive électricité, et contrôlé par les autorités de régulation nationale.

La nécessité de garantir l'accès des tiers au réseau s'inscrit lui-même dans le cadre plus large de l'harmonisation des marchés nationaux de l'énergie et leur intégration dans un marché unique européen, en vue d'accroître la sécurité d'approvisionnement, d'abaisser les coûts et de renforcer la compétitivité économique. Dès 1988, la Commission considère que les « *droits d'exclusivité concédés pour l'installation d'infrastructure ou l'exploitation d'infrastructures, qui, dans certaines cas, peuvent avoir des effets équivalents à des restrictions* [transfrontalières]²⁹. Dans son rapport sur l'état de la libéralisation des marchés de l'énergie publié en 1998, soit alors que la première directive électricité vient d'entrer en vigueur depuis peu, la Commission rappelle expressément le lien entre prix élevé de l'énergie et la compartimentalisation des marchés de l'énergie au sein de l'Union européenne³⁰. L'idée dès l'origine est donc d'ouvrir (progressivement) les marchés de l'électricité et du gaz pour augmenter la concurrence entre les acteurs, réduire les prix au bénéfice des consommateurs ainsi que les différences de prix entre Etats membres. La suppression des monopoles nationaux tenus par les entreprises verticalement intégrées (production, transport et distribution) et leur *unbundling* ou dissociation était donc un préalable nécessaire. La dissociation des activités de production et de distribution (entre autre), est donc un des éléments essentiels pour assurer une saine concurrence sur le marché européen et les marchés nationaux de l'électricité. La concurrence doit se faire essentiellement sur le secteur de la production tandis que les gestionnaires de réseau de transport et de distribution doivent être des acteurs neutres au service de cette concurrence en agissant de manière objective, transparente et non-discriminatoire.

La dissociation « juridique » voudrait alors que, puisque le gestionnaire du réseau de distribution n'a plus de moyen propres de production, il doit nécessairement acquérir l'électricité pour couvrir ses pertes. Dans ce cadre, s'il s'agit d'une société verticalement intégrée, il ne peut acquérir directement l'électricité auprès de la branche production de ladite société. Il doit acheter celle-ci selon des procédures transparentes, non discriminatoires et reposant sur les règles du marché. Ceci est confirmé par la doctrine³¹. Ce serait donc là le sens à donner à l'article 15.6 de la 2^{ème} directive électricité et 26.5 de la 3^{ème} directive électricité.

Les 2^{èmes} et 3^{ème} directives n'ont dès lors pas envisagé qu'un gestionnaire de réseau de distribution dispose en propre de moyens de production, suite à la dissociation « juridique », en vue de couvrir ses pertes et n'ait recouru à des achats que pour couvrir le solde, ainsi que le prévoit l'ordonnance électricité.

Par ailleurs, si le gestionnaire du réseau de distribution ne fait pas partie d'une entreprise verticalement intégrée, il n'est évidemment pas visé par cette disposition relative à la dissociation « juridique ». Cela signifie aussi, par

²⁸ Article 2, 21° de la 3^{ème} directive électricité. Cette définition a été conservée par la 4^{ème} directive électricité.

²⁹ Commission européenne, Document de travail, *Le marché intérieur de l'énergie*, COM(88) 238 final, 2 mai 1988.

³⁰ Commission européenne, Report on State of liberalization of the energy markets, COM(1998) 212 final, 7 avril 1998.

³¹ Christopher W. Jones, EU Energy Law, Volume 1: The internal Energy Market, Clays | Casteels, 2004, section 3.4., pp.36-36.

définition, qu'il ne possède aucun moyen de production et doit donc se procurer l'énergie qu'il utilise pour couvrir les pertes d'énergie dans son réseau selon des procédures transparentes, non discriminatoires et reposant sur les règles du marché, lorsqu'il est chargé de cette fonction.

Se pose alors nécessairement la question de savoir si l'ordonnance électricité, en permettant au gestionnaire de réseau de distribution de couvrir ses pertes par une production propre aboutit à la « formation » d'une entreprise verticalement intégrée.³² Autrement dit, l'activité de production d'électricité pour couvrir les pertes constitue-t-elle réellement une activité de production au sens des directives ? La production est définie par les directives comme étant la « *production d'électricité* ». Aucune finalité n'est donc attachée à cette activité par les directives. Dès lors, en suivant une interprétation restrictive de cette disposition, que la production d'électricité soit destinée à la couverture des pertes plutôt qu'à la vente sur le marché de détail ou de gros, paraît vraisemblablement ne pas devoir rentrer en ligne de compte pour déterminer s'il s'agit d'une activité de production. Un gestionnaire de réseau de distribution qui produit de l'électricité pour couvrir ses pertes agirait donc également comme un producteur. Il constitue une entreprise verticalement intégrée au sens des directives sans que les activités de production et de distribution ne soient plus dissociées « juridiquement », ce qui serait contraire aux directives et à leur objectif d'augmenter la concurrence sur le secteur de la production.

Pour ces deux raisons, la première interprétation de l'article 15.5 de la 2^{ème} Directive électricité et 26.5 de la 3^{ème} Directive électricité, qui sert de fondement à l'article 8, §4 de l'ordonnance électricité, pourrait s'écarter de l'esprit des 2^{ème} et 3^{ème} directives européennes.

1.3.2. Examen de 4^{ème} directive électricité

La 3^{ème} directive électricité est abrogée avec effet au 1er janvier 2021 tandis que les États membres mettent en vigueur les dispositions législatives, réglementaires et administratives nécessaires pour se conformer à divers article de la 4^{ème} directive électricité, dont l'article 31 qui a trait aux tâches des gestionnaires de réseau de distribution, pour le 31 décembre 2020 au plus tard.

L'article 31.5 de cette 4^{ème} directive reproduit le contenu de l'article 26.5 de la 3^{ème} directive électricité en ajoutant que le gestionnaire de réseau de distribution « *agit en tant que facilitateur neutre du marché lorsqu'il* » se procure l'énergie pour couvrir les pertes.³³

Cet amendement a été initialement proposé par les députés européens, ceux-ci n'ont toutefois pas fourni de justification.³⁴ Les travaux des comités, et du Conseil n'apportent pas non plus d'éclaircissement sur le sens à donner à ces termes au-delà de leur sens usuel.³⁵

Ces termes n'ont pas fait non plus l'objet d'un développement dans le préambule de la 4^{ème} directive électricité.

En conséquence, il apparaît raisonnable de considérer que ces termes ajoutés n'ont pas pour effet de modifier l'interprétation à donner à cette disposition. Ils n'apportent fondamentalement aucun changement quant à la

³² Commission européenne, Interpretative note on directive 2009/72/EC concerning common rules for the internal market in electricity and directive 2009/73/EC concerning common rules for the internal market in natural gas: The unbundling regime, 22 janvier 2010.

³³ Les termes « *et maintenir une capacité de réserve* » sont quant à eux supprimés. Ceci a été transféré à l'article 35.6 à 36.8 qui vise l'acquisition des services auxiliaires.

³⁴ Committee on Industry, Research and Energy, Draft report on the proposal for a directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal market in electricity (recast), 2016/0380(COD), 26.09.2017, Amendment 904, p. 142

³⁵ Examinés ici : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/HIS/?uri=CELEX:32019L0944>.

portée de l'obligation qui pesait déjà sur le gestionnaire du réseau de distribution en vertu des 2^{ème} et 3^{ème} directive électricité en matière de couverture des pertes par des achats d'électricité selon des procédures transparentes, non discriminatoires et reposant sur les règles du marché. Il s'agirait plutôt d'une réaffirmation de son rôle d'acteur neutre.

1.3.3. Conclusion

L'article 8, §4 de l'ordonnance électricité et le règlement technique, en ce qu'ils permettent au gestionnaire de réseau de couvrir ses pertes en réseau par une production propre paraît, selon cette interprétation, contraire aux dispositions pertinentes des directives électricités successives. L'approche suivie par d'autres Etats membres, à savoir celle d'imposer aux gestionnaires de réseau l'acquisition des pertes sur les marchés de l'énergie, est quant à elle conforme à cette interprétation des directives.

1.4. Le gestionnaire d'un réseau de distribution peut-il détenir des unités de production à d'autres fins que la couverture des pertes ?

1.4.1. Acquisition des services auxiliaires

Les 14.5 de la 2^{ème} directive électricité et 25.5 de la 3^{ème} directive électricité traitent de l'acquisition des capacités de réserve, au même titre que l'acquisition de l'électricité pour la couverture des pertes. Aucune dérogation n'est possible à l'obligation d'acquérir les capacités de réserve selon des procédures transparentes, non discriminatoires et reposant sur les règles du marché.

Cette disposition a été modifiée dans la 4^{ème} directive aux fins de traiter différemment l'acquisition d'électricité aux fins de couvrir les pertes et l'acquisition des services auxiliaires (ce qui est plus large que l'acquisition de capacité de réserve). Les services auxiliaires non liés au réglage de la fréquence reçoivent également un traitement différent de celui des autres services auxiliaires en ce qu'il est possible de déroger à l'obligation d'acquérir les services auxiliaires non liés au réglage de la fréquence dans deux cas :

1. il existe des composants pleinement intégrés au réseau; ou
2. une dérogation est accordée par l'autorité de régulation nationale suite à la démonstration qu'une fourniture des services sur base du marché est non judicieuse d'un point de vue économique.

Les services auxiliaires non liés au réglage de la fréquence sont définis à l'article 2, 49) de la 4^{ème} directive comme des « service[s] utilisé[s] par un gestionnaire de réseau de transport ou un gestionnaire de réseau de distribution pour le réglage de la tension en régime permanent, l'injection rapide de puissance réactive, l'inertie aux fins de la stabilité locale du réseau, le courant de court-circuit, la capacité de démarrage autonome et la capacité d'îlotage ».

Les composants pleinement intégrés au réseau sont quant à eux définis à l'article 2, 51) comme « des composants qui sont intégrés dans le réseau de transport ou de distribution, y compris des installations de stockage, et qui sont utilisés à la seule fin d'assurer l'exploitation fiable et sûre du réseau de distribution ou de transport mais pas à des fins d'équilibrage ou de gestion de la congestion ».

A travers ces définitions, l'article 35.6 et 7, permet donc à un gestionnaire de réseau de distribution de disposer de composants sur son réseau qui lui permettent de : 1° régler la tension en régime permanent, l'injection rapide de la puissance réactive, l'inertie aux fins de la stabilité locale du réseau, le courant de court-circuit, la capacité de black-start et de fonctionnement en îlotage. Ces composants paraissent donc pouvoir être des unités de production, par exemple, des unités de cogénération. Surtout eu égard à l'autorisation pour le gestionnaire de réseau de distribution de disposer de capacités de stockage pour couvrir les mêmes services.

Si les installations de production ne peuvent être considérées techniquement comme étant intégrés dans le réseau, il est encore possible pour le gestionnaire du réseau de distribution de demander une dérogation à l'autorité de régulation sur la base d'un dossier économique montrant les désavantages d'un recours au marché.

Il est donc permis au gestionnaire du réseau de distribution, dans les limites discutées ci-avant, d'exploiter des unités de production.

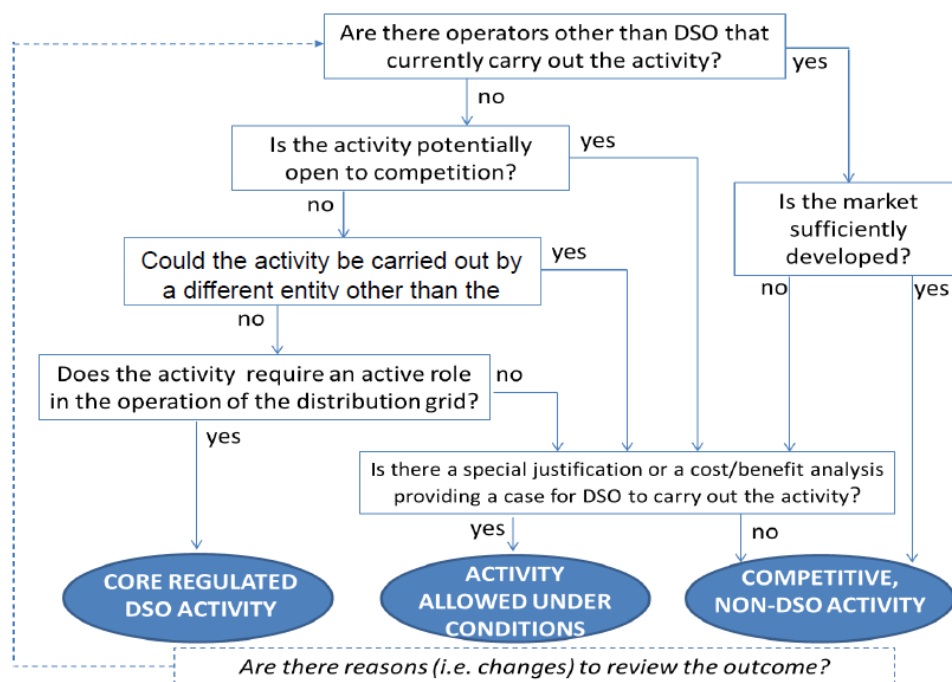
1.4.2. L'exercice par le gestionnaire du réseau de distribution d'autres activités que celles visées par la 4ème directive et le Règlement électricité

L'article 31.10 de la 4^{ème} directive permet aux Etats membres, ou aux autorités qu'ils désignent, d'autoriser les gestionnaires de réseau de distribution à : 1° exercer des activités autres que celles prévues par la 4ème directive électricité et par le règlement (UE) 2019/943 et 2° lorsque ces activités sont nécessaires pour que les gestionnaires de réseau de distribution s'acquittent de leurs obligations au titre de la directive électricité ou du règlement (UE) 2019/943, et 3° à condition que l'autorité de régulation ait estimé qu'une telle dérogation était nécessaire.

Cette disposition de la directive traduit la proposition formulée par le Council of European Energy Regulators datée du 13 juillet 2015³⁶ qui a catégorisé les activités des gestionnaires de réseau comme suit :

- Activités régulées ;
- Activités autorisées sous conditions ;
- Activités non autorisées car proposées par le marché.

Le CEER propose de répartir les activités entre ces 3 catégories à l'aide du logigramme suivant :



L'idée sous-jacente est que lorsqu'il y a un potentiel pour l'émergence d'une activité sujette à compétition, deux options sont ouvertes : 1° le GRD ne peut pas exercer cette activité, ou 2° il peut exercer cette activité, sous conditions imposées par le régulateur, s'il y a une justification claire et précise basée autant que possible sur une analyse coûts-bénéfices. Ceci repose sur les prémisses que la compétition entre acteurs est le meilleur moyen de répondre aux demandes des consommateurs d'un point de vue coût-bénéfice.

³⁶ CEER, The Future Role of DSOs, 13 juillet 2015, consultable via le lien suivant : <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/60e13689-9416-047e-873a-2644a74c9640>.

Cette disposition vise en synthèse à réguler les cas où un gestionnaire d'un réseau de distribution pourrait exercer une activité autre que celle liée à la production, à la fourniture, au stockage, au transport ou à la distribution d'électricité, ou encore l'électromobilité.

En conséquence, cette disposition ne paraît pas pouvoir permettre d'autoriser le gestionnaire d'un réseau de distribution à exploiter une unité de production d'électricité.

1.4.3. Obligations de service public : Clients protégés et fourniture de dernier ressort

Dans le cadre des dispositions relatives aux obligations de service et la protection des consommateurs, la 3^{ème} directive électricité impose aux Etats membres, en son article 3.7, de prendre les mesures appropriées pour garantir une protection adéquate aux consommateurs vulnérables. Chaque État membre définit le concept de consommateurs vulnérables, en faisant éventuellement référence à la pauvreté énergétique et, notamment, à l'interdiction de l'interruption de la connexion à l'électricité de ces clients lorsqu'ils traversent des difficultés.

L'article 3.8 de cette directive précise encore que les États membres doivent prendre des mesures appropriées des prestations au titre des régimes de sécurité sociale pour assurer aux consommateurs vulnérables l'approvisionnement nécessaire en électricité.

Les articles 28.1 et 28.8 de la 4^{ème} directive électricité reproduisent les mêmes dispositions mais les sortent du cadre précédent dédié aux obligations de service publics.

En Région de Bruxelles-Capitale, la protection des consommateurs vulnérables a été mise en œuvre par le biais d'un statut de « client protégé » (article 25^{septies} et 25^{octies} de l'ordonnance électricité). Un client protégé, selon l'ordonnance, fait suite à une mise en demeure de son fournisseur commercial en raison d'impayés (notamment – voir les conditions à l'article 25^{septies}, §§1 à 3). Il y a un défaut de paiement.

Dès que le ménage a le statut de client protégé et dès que le gestionnaire du réseau en a reçu la preuve, le gestionnaire du réseau le fournit en tant que fournisseur de dernier ressort (article 25^{septies}, §4).

Le gestionnaire de réseau de distribution fournit donc de l'électricité à un consommateur protégé qui ne peut être servi par le marché. En Région de Bruxelles-Capitale, la protection des consommateurs vulnérables a donc été mise en œuvre par la création d'une obligation de service public confiée au gestionnaire du réseau de distribution (article 24^{bis}, 3°).

A cet égard, il semble qu'il faille distinguer ce rôle de celui du « fournisseur de dernier recours » au sens de l'article 3.3, de la 3^{ème} directive électricité et l'article 27 de la 4^{ème} directive. Ce dernier doit intervenir lorsqu'un fournisseur fait faillite ou perd sa licence, en reprenant les clients de celui-ci. En pratique, de nombreux Etats membres ont également confiés au fournisseur de dernier secours des missions supplémentaires au titre de la protection des consommateurs vulnérables, par le biais d'obligations de service public.³⁷

En Région de Bruxelles-Capitale, tel n'est pas le cas. Le gestionnaire du réseau de distribution n'est pas un « fournisseur de dernier recours » au sens des directives.

L'article 3.1 de la 3^{ème} directive électricité et l'article 9.1 de la 4^{ème} directive combiné aux dispositions précédents permet de comprendre que le fait d'exercer une mission de service public est « sans préjudice » de l'obligation faite

³⁷ ACER/CEER - Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2017 – Consumer Empowerment Volume, 22.10.2018, para. 35, 36, 52-54.

aux Etats membres de veiller à ce que les entreprises d'électricité soient exploitées conformément aux principes des directives. A cet égard, le Conseil d'Etat, dans son Guide de rédaction des textes législatifs et réglementaires³⁸, enjoint de ne pas confondre les locutions « *sans préjudice de* » et « *sous réserve de* » qui sont utilisées pour éviter tout doute quant à la manière dont des dispositions et des actes s'articulent. La locution « *sans préjudice de* » est synonyme de « *indépendamment de* ». Elle signifie que la disposition énoncée est sans incidence sur l'application d'une autre disposition; les deux dispositions sont donc sur le même plan et elles peuvent s'appliquer cumulativement.

Il résulte de ce qui précède que, selon cette interprétation, le fait d'exercer une mission de service public ne paraît pas permettre de déroger aux principes de la dissociation « juridique » des gestionnaires de réseau de distribution, sauf exceptions expressément prévues par les directives, soit en matière de ligne directe, de procédure d'autorisation pour de nouvelles capacités et l'accès des tiers au réseau (la 4^{ème} directive supprime la possibilité de déroger aux règles en matière d'appel d'offres de nouvelles capacité prévue par la 3^{ème} directive).

Il pourrait toutefois être argumenté que ceci vise à empêcher que les gestionnaires de réseau ne puissent, par le biais d'un OSP, agir « sur le marché » et être en concurrence avec les producteurs et les fournisseurs, créant alors une situation non-conforme à la règle de l'« *unbundling* », prérequis pour assurer l'accès des tiers au réseau sur base transparente et non-discriminatoire.

Lorsque l'OSP a pour effet que le gestionnaire du réseau de distribution agit « hors marché », par exemple par le mécanisme prévu en Région de Bruxelles-Capitale, il semble que ceci soit compatible avec les règles en matière d'« *unbundling* ».

Le gestionnaire de réseau, Sibelga, peut donc fournir de l'électricité aux clients protégés.

Reste la question de savoir si, pour effectuer à bien ce rôle et donc donner un « effet utile » à ce statut de fournisseur des clients protégés, il peut également « produire » de l'électricité. Cette question n'est pas encore clairement tranchée s'agissant des limites et contours d'une obligation de service public.

Deux considérations peuvent être émises cependant. D'une part, il pourrait être argumenté que le gestionnaire du réseau de distribution pourrait acheter cette énergie « sur le marché ». Le coût de cet achat est financé par une obligation de service public répercutée sur la facture de l'ensemble des consommateurs. Le fait qu'il produise lui-même l'électricité ou l'achète sur le marché est donc neutre du point de vue du gestionnaire du réseau de distribution (ceci ne signifie pas que ce soit nécessairement le cas pour les consommateurs puisqu'ils prennent en charge toute différence de coût entre les deux situations).

D'autre part, les travaux préparatoires des dispositions modificatrices de l'article 8, §4 l'ordonnance électricité (cf. *supra* section 1.1) semblent indiquer que la dérogation à l'interdiction de produire de l'électricité viserait les cas où celle-ci est utilisée pour les besoins du gestionnaire du réseau de distribution ou pour couvrir ses pertes tandis que la dérogation à l'interdiction de fournir de l'électricité viserait quant à elle les cas où le gestionnaire du réseau de distribution doit remplir des obligations de service public de fourniture.

1.5. Conclusion

³⁸ Conseil d'Etat, Principes de technique législative, p.5. Disponible à l'adresse suivante : http://www.raadvst-consetat.be/?page=technique_legislative&lang=fr.

Les directives européennes paraissent obliger le gestionnaire de réseau de distribution à acquérir l'énergie nécessaire pour couvrir les pertes, et à suivre ce faisant des procédures transparentes, non discriminatoires et reposant sur les règles du marché. Il ne pourrait donc, en suivant cette interprétation, produire lui-même de l'électricité aux fins de couvrir ses pertes.

Une mise en conformité pourrait se faire via une modification tant de l'article 8, § 4, de l'ordonnance électricité que de l'article 181 du Règlement technique, avec une période transitoire pour permettre à Sibelga de : 1° mettre en place des procédures d'achat de l'énergie correspondante aux pertes autrefois couvertes par les installations de cogénération selon des procédures transparentes, non discriminatoires et reposant sur les règles du marché ou, alternativement, de prévoir, comme sur le réseau de transport, que les pertes sont physiquement injectées par les responsables d'équilibre ou les fournisseurs de services d'équilibrage (cette solution est plus complexe sur un réseau de distribution) et 2° de procéder à la dissociation « juridique » des activités de production d'électricité grâce à la cogénération, par exemple par voie de filialisation. A cet égard, il faut rappeler que les directives ne créent pas d'obligation de séparer la propriété des actifs du gestionnaire de réseau de distribution, d'une part, de l'entreprise verticalement intégrée, d'autre part.

Il convient par ailleurs de rappeler qu'il est toutefois permis au gestionnaire du réseau de distribution de disposer de composants pleinement intégrés au réseau, soit notamment d'unités de production, pour couvrir des services auxiliaires non liés au réglage de la fréquence. Le cas échéant, il peut également demander une dérogation à Brugel s'il ne s'agit d'unités pleinement intégrées au réseau. Il est donc juridiquement possible que Sibelga ne se défasse pas de l'ensemble des unités de cogénérations à ces fins.

1.6. Pouvoirs de l'autorité de régulation

L'activité de Sibelga est actuellement conforme au droit régional et c'est ce dernier qui est à l'origine de l'activité de production de Sibelga. En revanche, ce même droit régional serait contraire à la 3^{ème} directive électricité, et également à la 4^{ème} directive électricité lorsque le délai de transposition de celle-ci sera expiré.

Il y a lieu d'évoquer divers outils destinés à remédier à cette situation et d'évaluer si Brugel peut s'en prévaloir. Ceci passe par des considérations relatives à la primauté du droit européenne, son effet utile ainsi que l'effet direct d'une directive.

1.6.1. Primauté et effet utile du droit de l'Union, effet direct d'une directive

1.6.1.1. Primauté du droit européen sur le droit national

L'article 291 TFUE demande aux Etats membres de « *prendre toutes les mesures nécessaires pour la mise en œuvre des actes juridiques contraignants de l'Union* »³⁹.

L'arrêt *Costa contre Enel*⁴⁰ du 15 juillet 1964 a consacré le principe de primauté du droit européen sur le droit national. En effet, la CJCE (aujourd'hui CJUE) y a jugé que le droit issu des institutions européennes s'intégrait aux systèmes juridiques des Etats membres qui sont obligés de le respecter. Si une règle nationale est contraire à une disposition du droit de l'Union, les autorités des Etats membres doivent faire prévaloir la disposition

³⁹ Voy. version consolidée du Traité sur l'Union européenne et du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, J.O. n° C 326 du 26/10/2012 p. 0001 – 0390.

⁴⁰ Affaire 6/64 ; Il s'agit d'une jurisprudence constante.

européenne. Pour la CJCE, la primauté du droit européen sur les droits nationaux est absolue : tous les actes européens ayant une force obligatoire en bénéficient, qu'ils soient issus du droit primaire ou du droit dérivé et tous les actes nationaux y sont soumis, quelle que soit leur nature, donc y compris constitutionnelle.⁴¹

Dans son arrêt *Le Ski*, la Cour de cassation a consacré également la prééminence de la norme de droit international qui a des effets directs dans l'ordre juridique interne sur la norme de droit interne en cas de conflit entre ces deux normes.⁴²

Cela a pour signification que les Etats Membres doivent faire diligence s'il s'avère que leur droit national rentre en conflit avec un texte Européen. Si la loi nationale entre en conflit avec la directive européenne, afin d'assurer son engagement envers l'Union Européenne, l'Etat Membre se voit contraint d'apporter modifications ou d'abroger les dispositions conflictuelles dans sa législation nationale. Les directives européennes doit donc correctement être transposées en Région de Bruxelles-Capitale.

D'une part, en cas de défaut de transposition ou pour transposition incorrecte ou partielle d'une directive, l'Etat membre (en l'occurrence la Région de Bruxelles-Capitale) peut faire face à une action en manquement.

D'autre part, certaines dispositions des directives peuvent avoir un effet direct et trouver à s'appliquer malgré un défaut de transposition ou une transposition incorrecte ou partielle.

1.6.1.2. Effet direct d'une directive

L'effet direct du droit de l'Union a été consacré par la Cour de Justice de la Communauté Européenne (CJCE)⁴³ – aujourd'hui CJUE) dans l'arrêt *Van Gend en Loos* du 5 février 1963⁴⁴. Dans cet arrêt, la Cour énonce que le droit européen engendre non seulement des obligations pour les pays de l'UE mais également, à certaines conditions, des droits pour les particuliers, qui peuvent invoquer directement des normes européennes devant les juridictions nationales et européennes. L'effet direct peut revêtir deux dimensions : vertical (dans les relations entre les particuliers et l'Etat) et horizontal (entre particuliers).

Dans ce même arrêt, la Cour indique que le droit primaire est d'effet direct à condition que les droits ou obligations qu'il emporte concernent les particuliers, soit précises, claires, inconditionnelles (elles n'appellent pas de mesures complémentaires au niveau national ou européen) et qu'elles imposent activement une charge à un débiteur identifiable pour le bénéfice d'un créancier identifiable.

L'effet direct revêt deux aspects : un effet vertical et un effet horizontal.

⁴¹ CJCE, 17 décembre 1970, *Internationale Handelsgesellschaft*, C/ 11-70.

⁴² Cass, mai 1971, *Pas.*, 1971, I, p. 886, avec les concl. de M. proc. gén. W.J.Ganshof van der Meersch. Il s'agit d'une jurisprudence constante. Pour un arrêt plus récent, voir : Cass. 23 juin.2016, DJ ORTHOPEDICS LLC, n°° C.14.0092.N. ; Cass.,14 avril 1994,*Pas.*,1994,I,p. 368 ; Cass.,10 mai 1989, J.T.,1989,p. 330 ; Trib. Trav. Bxl 14 mars 2013, n°12/16705/A ; TPI Mons, 8 août 1997, n° 971018C.

⁴³ Aujourd'hui appelée Cour de Justice de la Communauté Européenne CJUE

⁴⁴ L'effet direct du droit européen a été consacré par la Cour de justice dans l'arrêt *Van Gend en Loos* du 5 février 1963. Dans cet arrêt, la Cour énonce que le droit européen engendre non seulement des obligations pour les pays de l'UE mais également des droits pour les particuliers. Les particuliers peuvent ainsi se prévaloir de ces droits et invoquer directement des normes européennes devant les juridictions nationales et européennes. Il n'est alors pas nécessaire que le pays de l'UE reprenne la norme européenne concernée dans son ordre juridique interne.

L'effet direct vertical joue dans les relations entre les particuliers et l'Etat membre. Cela signifie que les particuliers peuvent se prévaloir d'une norme européenne vis-à-vis du pays.

L'effet direct horizontal joue dans les relations entre les particuliers. Cela signifie qu'un particulier peut se prévaloir d'une norme européenne vis-à-vis d'un autre particulier.

Par un arrêt du 5 avril 1979⁴⁵, la CJCE (aujourd'hui CJUE) s'est prononcée pour ne reconnaître qu'un effet direct vertical aux directives. En outre, cet effet vertical est ascendant en ce qu'un particulier qui tire un droit subjectif d'une directive peut s'en prévaloir à l'égard de l'Etat mais pas inversement.

La primauté du droit du droit européen sur le droit de l'Union Européenne constitue aussi un principe général de droit belge depuis la jurisprudence *Le Ski* de la Cour de cassation⁴⁶ qui a consacré la prééminence de la « *norme de droit international qui a des effets directs dans l'ordre juridique interne* » sur la norme de droit interne en cas de conflit entre ces deux normes. Autrement dit, le conflit entre un instrument international doté d'effets directs et une règle nationale se règle en faveur du texte international.

Ceci signifie également que les juridictions nationales et les autorités administratives doivent écarter (ou refuser d'appliquer) tout acte qui serait contraire au droit de l'UE (règle dotée d'un effet direct).

1.6.1.3. *Refus d'appliquer un acte contraire au droit de l'Union européenne*

La jurisprudence de la CJUE considère que les autorités administratives - et donc notamment les autorités de régulation - doivent refuser d'appliquer un acte non conforme à une disposition dotée d'un effet direct d'une directive européenne : « [t]out comme le juge national, une administration, y compris communale, a l'obligation d'appliquer les dispositions de l'article 29, paragraphe 5, de la directive et d'écarter l'application de celles du droit national qui n'y sont pas conformes. [...] Il en résulte que, lorsque sont remplies les conditions requises par la jurisprudence de la Cour pour que les dispositions d'une directive puissent être invoquées par les particuliers devant les juridictions nationales, tous les organes de l'administration, y compris les autorités décentralisées, telles les communes, sont tenus de faire application de ces dispositions ».⁴⁷

La CREG a par exemple fait déjà usage de ceci à l'occasion de la certification de Elia et Fluxys en tant que gestionnaires de réseau de transport.⁴⁸

Sibelga, en tant qu'Intercommunale, est également une autorité administrative (au sens des lois coordonnées sur le Conseil d'Etat). Elle a donc également le devoir de refuser d'appliquer un acte contraire au droit directement applicable de l'Union européenne.

⁴⁵ CJCE, 5 avril 1979, *Ministère public c. Tullio Ratti*, Affaire 148/78.

⁴⁶ Cass, mai 1971, *Pas.*, 1971, I, p. 886, avec les concl. de M. proc. gén. W.J.Ganshof van der Meersch.

⁴⁷ C.J.C.E., 22 juin 1989, *Fratelli Costanzo*, n° 103/88.

⁴⁸ Décision finale de la CREG du 6 décembre 2012 (B)121206-CDC-1178 relative à « *la demande de certification de la S.A. Elia System Operator* » ; Décision finale de la CREG du 27 septembre 2012 (B)120927-CDC-1166 relative à « *la demande de certification de la S.A. Fluxys Belgium* ».

Si l'administration a le devoir d'écarter toute disposition de droit interne contraire au droit européen directement applicable⁴⁹, l'obligation trouve sa source, non dans l'article 159 de la Constitution, mais dans le principe d'effectivité et de primauté du droit européen.⁵⁰

1.6.2. Application au cas d'espèce

1.6.2.1. Action en manquement

Toute action en manquement pour défaut de transposition, ou pour transposition incorrecte ou partielle d'une directive ne peut être introduite que par la Commission ou un autre Etat membre à l'expiration du délai de transposition prévu par celle-ci (cf. article 259 du TFUE). Il n'est donc pas permis à Brugel d'introduire une action en manquement. Rien n'empêche cependant que Brugel informe la Commission d'un possible manquement et que celle-ci détermine s'il y a lieu de commencer une procédure (enquête, lettre de mise en demeure, avis motivé, requête devant la CJUE, etc.).

1.6.2.1. Refus d'appliquer un acte contraire au droit de l'Union européenne

Conformément au principe de primauté du droit de l'Union européenne évoqué ci-avant, Brugel est en droit d'écarter l'application des dispositions nationales contraires au droit européen.⁵¹ Tout organe revêtu de la puissance publique a en effet une responsabilité propre dans l'application correcte du droit européen dans la sphère de ses compétences. Ce devoir s'impose également à Sibelga en tant qu'autorité administrative ainsi qu'il a été évoqué *supra*.

Il y a lieu d'examiner la manière dont ceci peut s'insérer dans le cadre du contrôle exercé sur le plan d'investissement et la compétence tarifaire de Brugel.

1.6.2.1.1. Plan d'investissement

L'article 12, §1^{er} de l'ordonnance électricité prévoit que « *Les gestionnaires de réseaux établissent, chacun pour ce qui les concerne, un plan d'investissements en vue d'assurer la sécurité, la fiabilité, la régularité et la qualité de l'approvisionnement sur le réseau dont ils assurent respectivement la gestion dans le respect de l'environnement et de l'efficacité énergétique, selon la procédure prévue au § 3* ».

Le §3 du même article prévoit : « *Chaque gestionnaire du réseau transmet son projet de plan d'investissements à Brugel avant le 31 mai de l'année qui précède la première année couverte par le plan. Brugel informe le gestionnaire du réseau, pour le 15 juillet de la même année au plus tard, de ses remarques préliminaires sur le projet de plan. Sur la base des remarques préliminaires de Brugel, le gestionnaire du réseau élabore son projet définitif de plan d'investissements et le transmet à Brugel pour le 15 septembre de l'année qui précède la*

⁴⁹ CJUE, arrêt Fratelli Costanzo, C-103/88 du 22 juin 1989; CJUE, arrêt Larsy, C-118/00 du 28 juin 2001.

⁵⁰ Th. BOMBOIS, « *L'administration, juge de la légalité communautaire - Réflexions autour des arrêts Fratelli Costanzo et Abna de la Cour de justice de Luxembourg* », J.T., 2009, pp. 169 à 174.

⁵¹ Cour de Justice, 22 juin 1989, Fratelli Costanzo, 103/88, Jur. 1989, 1839 ; Brugel est une entité chargée de l'exécution d'un service d'intérêt général, placée sous la surveillance étroite des autorités et disposant de compétences particulières.

première année couverte par le plan. Brugel procède à une consultation des administrations concernées, des utilisateurs effectifs ou potentiels du réseau et du Conseil sur certains aspects du projet de plan. Dans ce cas, elle en informe le gestionnaire du réseau concerné.

Pour le 30 octobre de la même année au plus tard, Brugel transmet au Gouvernement, pour approbation, le projet définitif de plan, accompagné de son avis et des résultats de la consultation publique. Pour son avis, Brugel examine notamment si les investissements prévus dans le projet de plan couvrent tous les besoins recensés en matière d'investissement durant le processus de consultation et si ce plan est cohérent avec le plan décennal de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union européenne. (...) A défaut de décision du Gouvernement au 31 décembre de la même année et pour autant que les documents aient bien été transmis au Parlement pour le 30 octobre au plus tard de la même année, le projet définitif de plan d'investissements est réputé approuvé. Brugel surveille et évalue la mise en œuvre de ces plans d'investissements ».

A l'occasion de l'établissement du plan d'investissement, Sibelga devrait donc tout d'abord refuser de faire application de l'article 8, §4 de l'ordonnance électricité en ce qu'il l'autorise à exploiter des unités de production.

S'il ne le fait, le pouvoir de contrôle de Brugel, au terme des articles cités ci-avant, est limité. Brugel fait avant tout des remarques préliminaires, consulte d'autres administrations, puis remet son avis au Gouvernement. Brugel ne dispose d'aucun pouvoir pour imposer des modifications à ce plan d'investissements ou refuser ce plan⁵². Brugel peut en effet uniquement rendre un avis et cet avis - ni liant, ni contraignant - ne doit pas forcément être suivi par le Gouvernement. Et si le Gouvernement ne fait rien, le plan d'investissement est réputé approuvé (pour autant que les documents aient bien été transmis au Parlement pour le 30 octobre au plus tard de la même année).

De plus, l'approbation du plan d'investissements étant un acte soumis à la tutelle administrative, le projet d'arrêté du Gouvernement d'approbation du plan d'investissements ne doit pas être soumis à l'avis du Conseil d'Etat. Ce dernier ne pourra donc appuyer l'avis de Brugel.

Enfin, la possibilité d'introduire un recours en annulation devant le Conseil d'Etat contre la décision du Gouvernement d'approuver le plan d'investissement existe. Ceci suppose évidemment que les conditions de recevabilité soient présentes (démonstration d'un intérêt à agir et respect du délai de 60 jours). Le Gouvernement doit lui-même refuser de donner effet à l'article 8, §4 de l'ordonnance électricité en raison toujours de la primauté

⁵² Il faut noter qu'en vertu de l'article 15 §2 du décret électricité, il est prévu en Région wallonne que : « Le plan d'adaptation contient une estimation détaillée des besoins en capacité de distribution ou de transport local, avec indication des hypothèses sous-jacentes tenant compte de l'évolution probable de la consommation et des productions décentralisées ainsi que des mesures liées à la gestion intelligente des réseaux, et énonce le programme d'investissements que le gestionnaire de réseau s'engage à exécuter en vue de rencontrer ces besoins et les moyens budgétaires qu'il entend mettre en œuvre à cet effet. Chaque plan contient un rapport de suivi relatif aux plans précédents ». De plus, la CWaPE dispose de plus de pouvoirs que Brugel : « En concertation avec la CWaPE, les gestionnaires de réseau établissent chacun un plan d'adaptation du réseau dont ils assument respectivement la gestion, en vue d'assurer la continuité d'approvisionnement, la sécurité et le développement de ce réseau dans des conditions socialement, techniquement et économiquement raisonnables. Le Gouvernement précise la notion de conditions socialement, techniquement et économiquement raisonnables » (art.15 §1^{er} du décret électricité). Et en vertu de l'article 15 §3 : « Si la CWaPE constate que le plan d'adaptation ne permet pas au gestionnaire de réseau de remplir ses obligations légales, elle enjoint celui-ci de remédier à cette situation dans un délai raisonnable qu'elle détermine ».

du droit européen. S'il ne le fait pas, l'acte est entaché d'une irrégularité. Le Gouvernement pourrait aussi décider de retirer son acte.⁵³

1.6.2.2. *Approbation des tarifs*

La question se pose de savoir si Brugel pourrait, via les tarifs, refuser certains postes du plan d'investissements.

Dans la méthodologie tarifaire 2020 – 2024⁵⁴, le lien est fait avec le plan d'investissements de la manière suivante à l'article 7.3.1. :

« Dans la proposition tarifaire ex ante, les investissements et charges d'amortissement correspondantes sont établis conformément aux plans d'investissement transmis par le GRD. Ex ante, les investissements hors réseau, doivent faire l'objet d'un budget détaillé pour l'ensemble de la période. Par ailleurs, tous les investissements informatiques incorporels ne faisant pas partie du plan d'investissement seront pris dans le scope des projets maîtrisables. De manière identique au plan d'investissement, au cours de la période régulatoire et en concertation avec le régulateur, une distinction claire sera réalisée en ce qui concerne les investissements : a. faisant suite à une demande client (mandatory) ; b. faisant suite à des incidents ou à des défauts (inévitables) ; c. pour la gestion des risques liés aux assets ou liés aux objectifs stratégiques et opérationnels du GRD. Lors de chaque contrôle ex post, le GRD devra pouvoir démontrer les déviations par rapport au plan d'investissement initial. Toute adaptation des canevas des plans d'investissement devra être intégrée dans les modèles de rapport tarifaire »⁵⁵.

De cette disposition, on peut en conclure que Brugel et le GRD doivent agir conformément au plans d'investissements. Brugel - et le GRD - ne peuvent réellement s'en écarter au fin de la prise en compte des postes de coûts à couvrir par les tarifs. Ni via les dispositions de l'ordonnance électricité, ni via les tarifs (ordonnance électricité et méthodologie tarifaire), Brugel ne dispose du pouvoir d'écarter le plan d'investissements de Sibelga à l'occasion de ses décisions tarifaires.

Toutefois, sur base de la jurisprudence *Fratelli* précitée de la CJUE, si Brugel considère que certains éléments du plan d'investissements sont contraire à une disposition de droit européen ayant un effet direct⁵⁶, Brugel pourrait refuser de les appliquer et ne pas prendre en compte les coûts y correspondant pour l'établissement de la méthodologie tarifaire et les décisions tarifaires.

1.6.2.3. *Pouvoir de prendre des décisions contraignantes*

Brugel dispose du pouvoir de prendre des décisions contraignantes à l'égard de Sibelga sur pied de l'article 30bis, §3, 1°, de l'ordonnance électricité qui dispose ce qui suit :

⁵³ Vanderbeck, R., « Le retrait et le refus d'application de l'acte administratif unilatéral de portée individuelle contraire au droit européen », A.P.T., 2017/4, p. 317.

⁵⁴ La méthodologie tarifaire est établie dans le respect des lignes directrices énoncées par l'ordonnance électricité à l'article 9quinquies qui en son 4° précise que « la méthodologie tarifaire permet le développement équilibré des réseaux de distribution, conformément aux différents plans d'investissements du gestionnaire du réseau de distribution, tels qu'approuvés selon la procédure visée à l'article 12, § 3 ».

⁵⁵ <https://www.brugel.brussels/publication/document/notype/2019/fr/Methodologie-Methodologie-tarifaire-Elec.pdf>

⁵⁶ Voir *supra* section 1.6.1.2 les conditions pour qu'une disposition d'une directive soit revêtue de l'effet direct.

« prendre des décisions contraignantes à l'égard des entreprises actives dans le domaine de l'électricité et/ou du gaz en cas de non-respect des dispositions de la présente ordonnance, de l'ordonnance du 1er avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale et de leurs arrêtés d'exécution; ».

Ce pouvoir ne peut être cependant exercé qu'en cas de non-respect de l'ordonnance électricité. Or, Sibelga n'agit pas de manière non-conforme à cette dernière ordonnance. En suivant l'interprétation exposée *supra*, C'est l'article 8, §4 de l'ordonnance qui serait contraire aux directives.

Brugel ne peut donc prendre une décision contraignante à l'égard de Sibelga sur pied de cette disposition. En outre, le pouvoir de prendre des décisions contraignantes conféré à Brugel par l'ordonnance électricité est issu de l'article 37.4 de la 3^{ème} directive électricité (et 59.3 de la 4^{ème} directive électricité). Ce dernier article n'a cependant pas d'effet direct puisqu'il requière une mise en œuvre par l'Etat membre. Ceci résulte de ce que chaque Etat membre est supposé avoir adéquatement transposé chaque disposition de la directive électricité dans son droit national et donc que l'autorité de régulation peut effectivement prendre une décision contraignante vis-à-vis des entreprises d'électricité, qui ne respecteraient pas une disposition de droit interne transposant la directive électricité. Brugel ne peut donc se prévaloir directement de cet article 37.4 de la 3^{ème} directive électricité pour prendre une décision contraignante à l'égard de Sibelga.

En conclusion, Brugel ne pourrait donc pas prendre une décision contraignante envers Sibelga, sur la base de l'article 30bis, §3, 1°, de l'ordonnance électricité, pour sanctionner un comportement conforme au droit interne mais contraire aux directives.

2. Analyse des autres activités de Sibelga ou projet

2.1. Utilisation des installations de cogénération de Sibelga par un Balancing Service Provider

Dans l'hypothèse où un BSP utiliserait la flexibilité des installations de cogénération actuellement exploitées par Sibelga et la valoriserait auprès d'Elia via le marché de services d'équilibrage, le rôle de Sibelga ne pourrait-il pas être comparé à celui d'un industriel offrant sa flexibilité à Elia via un BSP ? Serait-ce possible ?

Cette question doit être analysée dans un premier temps eu égard au droit applicable en Région de Bruxelles-Capitale. Nonobstant les discussions relatives à sa conformité avec le droit européen, l'article 8, §4 de l'ordonnance électricité limite à 3 les cas dans lesquels Sibelga peut s'engager dans des activités de production d'électricité. Ces 3 cas sont les suivants :

1. la couverture de ses besoins propres ;
2. compenser les pertes ; et
3. remplir ses obligations de service public.

La valorisation de la flexibilité des installations de cogénération de Sibelga implique nécessairement la production d'électricité aux fins de la mettre à disposition de Elia, ce qui semblerait constituer une situation non visée par l'ordonnance électricité. Un BSP ne pourrait donc pas valoriser la flexibilité des installations de cogénération de Sibelga.

Par ailleurs, le règlement technique applicable au réseau de distribution en Région de Bruxelles-Capitale fait obligation au gestionnaire du réseau de distribution, et aux gestionnaires des réseaux auxquels son réseau est interconnecté, de se prêter mutuellement la collaboration nécessaire lors de l'exécution des tâches auxquelles les parties sont tenues légalement ou contractuellement. En ce qui concerne Elia, il s'agit notamment de l'équilibre sur la zone de réglage belge et les services auxiliaires qu'ils se fournissent respectivement (Art. 271 et 273, 2° et 3° du règlement technique précité). Ces aspects sont réglés par une convention de collaboration entre Elia et Sibelga.

L'article 316 du règlement technique applicable au raccordement et à l'accès au réseau de transport d'électricité prévoit, dans une disposition très similaire, la conclusion d'une convention de collaboration. L'article 333 de ce règlement dispose par ailleurs que le contrat type de collaboration fixe les modalités d'interaction des différents services auxiliaires, et spécialement les scénarios de sauvegarde et de coupure d'alimentation.

La convention de collaboration entre Elia et Sibelga n'étant pas à disposition pour la rédaction du présent avis, elle n'a pu être analysée. Sa lecture pourrait apporter un éclairage quant aux « services auxiliaires qu'ils se fournissent mutuellement » et leurs conditions (notamment financières). Ceci pourrait avoir un impact sur le cadre légal entourant l'utilisation des installations de cogénération de Sibelga par un BSP.

Enfin, les règlements européens 2017/2195 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (art. 15) et 2017/1485 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité (art. 182) prévoient que les GRT et GRD coopèrent afin de faciliter et de permettre la fourniture de réserves de puissance active par des groupes ou des unités fournissant des réserves situés dans les réseaux de distribution. Ceci implique un échange d'informations mais aussi la participation au processus de préqualification des unités fournissant les réserves. Ainsi, au cours de la préqualification d'une unité ou d'un groupe fournissant des réserves raccordé à son

réseau de distribution, chaque GRD de raccordement des réserves, en coopération avec le GRT, a le droit de fixer des limites applicables à la livraison des réserves de puissance active situées dans son réseau de distribution, ou d'exclure cette livraison, sur la base de motifs techniques tels que la situation géographique des unités et groupes fournissant des réserves.

Ces règlements européens posent donc la question d'un potentiel conflit d'intérêt puisque, d'une part, Sibelga offrirait la flexibilité de ses installations de cogénération sur le marché via un BSP, et d'autre part, participerait au processus de préqualification des BSP, dont celui avec lequel il a contracté, et donc serait en mesure de fixer des limites applicables à la livraison des réserves de puissance active, ou d'exclure cette livraison. Dans l'hypothèse où Sibelga serait amené à devoir limiter ou refuser tout ou partie des livraisons et donc l'offre des BSP, elle pourrait potentiellement alors être mise en situation de conflit d'intérêts, sauf à organiser un mécanisme de « Chinese wall » et un recours des BSP auprès de l'autorité de régulation (ce qui supposerait la légalité de l'utilisation des installations de cogénération de Sibelga par un BSP et une modification de l'ordonnance pour prévoir le « chinese wall » et le recours des BSP auprès du régulateur).

En conclusion, il conviendra de vérifier si l'utilisation de la flexibilité des unités de cogénération de Sibelga par un BSP pourrait être contraire à l'ordonnance électricité et aux exigences de la collaboration entre Elia et Sibelga en matière de service auxiliaire et source de potentiel conflit d'intérêt vu son rôle dans la préqualification des unités de production fournissant des réserves situées sur son réseau.

En revanche, en cas de mise en conformité de l'ordonnance électricité et la filialisation des unités de cogénération, rien ne s'oppose à ce que la flexibilité de ces installations de cogénération puisse encore être mise sur le marché.

2.2. Solarclick (2.0)

2.2.1. Solarclick (2.0) – OSP et aides d'Etat

2.2.1.1. Considération sur l'existence potentielle d'une aide d'Etat

Sibelga décrit Solarclick 2.0 comme suit dans le document, publié sur son site internet, intitulé « Orientations stratégiques nouvelles 2020-2024 »⁵⁷

« Cette seconde version du programme SolarClick visera plus particulièrement à renforcer l'offre du programme NRClick en matière d'efficacité énergétique. Elle permettra de rencontrer le potentiel de bâtiments pour lesquels une rénovation préalable des toitures est nécessaire, en proposant l'isolation et la réparation éventuelle des surfaces sélectionnées. Grâce à cette nouvelle approche, il sera possible de s'attaquer à une série de bâtiments aujourd'hui écartés et d'optimiser les économies de CO2 associées aux projets.

Ce programme mettra aussi à disposition des accords-cadres afin de permettre aux pouvoirs publics d'investir facilement dans des installations de qualité et de réaliser des projets sur des bâtiments éventuellement non éligibles au programme. SolarClick 2.0 s'inscrit donc dans la continuité des services NRClick, qui visent à mettre à disposition des pouvoirs publics des outils efficaces leur permettant de bénéficier de services de qualité et d'économies d'échelle.

⁵⁷ Accessible via le lien suivant : <https://www.sibelga.be/fr/sibelga-group/strategie>.

SolarClick 2.0 pourrait également fournir l'expertise nécessaire au service de la Société du Logement de la Région de Bruxelles-Capitale (SLRB) pour lui permettre d'élaborer un programme d'investissement photovoltaïque sur le patrimoine social bruxellois. ».

Il s'agit également pour Sibelga d'élargir le public cible aux réseaux scolaires.

Tant SolarClick, que Enerclick s'inscrivent dans le cadre d'Obligations de service public (ci-après « OSP ») visées aux articles 24bis, §1^{er}, 9° et 10° de l'ordonnance électricité. Elles sont rédigées comme suit :

« 9° suivant les modalités fixées au § 2, l'accompagnement des pouvoirs publics régionaux et locaux dans le cadre du projet régional de déploiement des panneaux photovoltaïques sur les bâtiments de ces pouvoirs publics, au travers d'informations, de conseils, d'aide à l'identification d'opportunités et de mise à disposition desdits panneaux;

10° suivant les modalités fixées au § 2, l'accompagnement des pouvoirs publics régionaux et locaux dans le cadre du projet régional de promotion de l'efficacité énergétique dans les bâtiments de ces pouvoirs publics, au travers de conseils, d'aide à l'identification d'opportunités et d'un support administratif et technique ; »

SolarClick 2.0 s'intégrerait dans ces OSP existantes et consiste en la combinaison de Enerclick et Solarclick. Ces OSP tombent dans le champ d'application de l'article 3.2 de la 3^{ème} directive électricité et l'article 9.2 de la 4^{ème} directive électricité en ce qu'ils prévoient ce qui suit :

« [...] les États membres peuvent imposer aux entreprises du secteur de l'électricité, dans l'intérêt économique général, des obligations de service public qui peuvent porter sur la sécurité, y compris la sécurité d'approvisionnement, la régularité, la qualité et le prix de fourniture, ainsi que la protection de l'environnement, y compris l'efficacité énergétique, l'énergie produite à partir de sources renouvelables et la protection du climat. » (nous soulignons).

Ces OSP ne tombent pas en elle-même dans le champ d'application d'autres dispositions de la 3^{ème} ou 4^{ème} directive électricité, pas même dans celui de l'article 31.10 de la 4^{ème} directive électricité (cf. *supra* section 1.4.2).⁵⁸

La mission de Sibelga constituerait donc un service d'intérêt économique général, et dans ce cadre, il convient d'examiner sa compatibilité avec les règles relatives aux aides d'Etat.

Selon la théorie, une entreprise qui effectue un service d'intérêt économique général (SIEG) ne reçoit en réalité qu'une compensation en contrepartie de prestations effectuées pour exécuter des obligations de service public. De la sorte, une telle entreprise ne profite pas d'un avantage financier qui la mettrait dans une position concurrentielle plus favorable par rapport aux entreprises qui lui font concurrence. Ces interventions ne tombent donc pas sous le champ d'application des règles en matière d'aides d'Etat et ne doivent donc pas être notifiées à la Commission.⁵⁹

La Cour, dans l'arrêt Altmark⁶⁰, conditionne toutefois l'absence d'aide à **quatre conditions**.

⁵⁸ qui par ailleurs requière une disposition nationale de transposition.

⁵⁹ Il faut par ailleurs distinguer l'existence d'une aide illégale car non notifiée, et sa contrariété avec le marché intérieur. En effet, une aide peut être illégale car non notifiée. Une fois celle-ci notifiée, elle peut être par la suite considérée par la Commission comme compatible avec le marché intérieur.

⁶⁰ Arrêt de la Cour de justice du 24 janvier 2003, Altmark Trans, C-280/00, point 87 à 92. Voir aussi Communication de la Commission relative à l'application des règles de l'Union européenne en matière d'aides d'Etat aux compensations octroyées pour la prestation de services d'intérêt économique général, Titre 3 (2012/C 8/02).

Premièrement, l'entreprise bénéficiaire doit effectivement être chargée de l'exécution d'obligations de service public ou service d'intérêt économique général, et ces obligations doivent être clairement définies.

Deuxièmement, les paramètres sur la base desquels est calculée la compensation doivent être préalablement établis, de façon objective et transparente, afin d'éviter qu'elle comporte un avantage économique susceptible de favoriser l'entreprise bénéficiaire par rapport à des entreprises concurrentes.

Troisièmement, la compensation ne peut dépasser ce qui est nécessaire pour couvrir tout ou partie des coûts occasionnés par l'exécution des obligations de service public, en tenant compte des recettes y relatives ainsi que d'un bénéfice raisonnable.

Quatrièmement, lorsque le choix de l'entreprise chargée de l'exécution d'obligations de service public, dans un cas concret, n'est pas effectué dans le cadre d'une procédure de marché public permettant de sélectionner le candidat capable de fournir ces services au moindre coût pour la collectivité, le niveau de la compensation nécessaire doit être déterminé sur la base d'une analyse des coûts qu'une entreprise moyenne bien gérée et adéquatement équipée en moyens de transport afin de pouvoir satisfaire aux exigences de service public requises, aurait encourus pour exécuter ces obligations, en tenant compte des recettes y relatives ainsi que d'un bénéfice raisonnable pour l'exécution de ces obligations.

Si l'ensemble de ces critères est rempli, la compensation reçue par Sibelga ne constitue pas une aide d'État (devant être notifiée à la Commission européenne). L'examen du respect de ces conditions a, il est supposé, été réalisé par la Région avant la mise en œuvre du projet et la création des bases légales nécessaires dans l'ordonnance électricité.

Les données nécessaires à l'examen du respect des conditions 2 à 4 ne sont pas disponibles dans le cadre du présent avis de sorte qu'aucune conclusion ne peut être tirée.

En ce qui concerne la première condition, il y a lieu de noter que la notion de service d'intérêt économique général est évolutive et dépend, entre autres choses, des besoins des citoyens, des évolutions techniques et commerciales et des préférences sociales et politiques propres à chaque État membre. En l'absence de réglementation spécifique définissant à l'échelle de l'Union le champ d'existence d'un SIEG, les États membres disposent d'un large pouvoir d'appréciation quant à la définition de ce qu'ils considèrent comme un SIEG, ainsi qu'en ce qui concerne la compensation à accorder au prestataire de ce service.

Les entreprises qui assument la gestion de SIEG sont des entreprises chargées d'une «*mission particulière*».⁶¹ En règle générale, une «*mission de service public particulière*» implique la prestation d'un service qu'un opérateur, s'il considèrerait son propre intérêt commercial, n'assumerait pas ou n'assumerait pas dans la même mesure ou dans les mêmes conditions.⁶²

Dans sa communication précitée relative à l'application des règles de l'Union européenne en matière d'aides d'État aux compensations octroyées pour la prestation de services d'intérêt économique général⁶³, la Commission considère ainsi qu'il ne serait pas opportun d'assortir d'obligations de service public spécifiques une activité qui est déjà fournie ou peut l'être de façon satisfaisante et dans des conditions (prix, caractéristiques de qualité objectives, continuité et accès au service) compatibles avec l'intérêt général, tel que le définit l'État, par des entreprises

⁶¹ Voir, notamment, l'arrêt du (27) 21 mars 1974 dans l'affaire C-127/73, BRT/SABAM (Recueil 1974, p. 313).

⁶² Voir, en particulier, l'article 2 du règlement (CE) n° 1370/2007 du Parlement européen et du Conseil du 23 octobre 2007 relatif aux services publics de transport de voyageurs par chemin de fer et par route, et abrogeant les règlements (CEE) n° 1191/69 et (CEE) n° 1107/70 du Conseil (JO L 315 du 3.12.2007, p. 1).

⁶³

exerçant leurs activités dans des conditions commerciales normales.⁶⁴ Quant à la question de savoir si un service peut être fourni par le marché, l'appréciation de la Commission se limite à vérifier que l'État membre n'a pas commis d'erreur manifeste.

La question se pose de savoir si Solarclick, Enerclick et Solarclick 2.0 constituent, un service déjà fourni ou qui peut l'être de façon satisfaisante et dans des conditions (prix, caractéristiques de qualité objectives, continuité et accès au service) compatibles avec l'intérêt général, tel que le définit la Région de Bruxelles-Capitale, par des entreprises exerçant leurs activités dans des conditions commerciales normales.

Des tiers-investisseurs et Escos sont effectivement actifs en Région de Bruxelles-Capitale, mais est-ce qu'ils peuvent fournir ces mêmes services (Solarclick, Enerclick et Solarclick 2.0) aux pouvoirs publics de façon satisfaisante et dans des conditions (prix, caractéristiques de qualité objectives, continuité et accès au service) compatibles avec l'intérêt général, tel que le définit la Région de Bruxelles-Capitale ?

La Région de Bruxelles-Capitale a considéré que tel n'était pas le cas et qu'il convenait donc de créer un SIEG et de le confier à Sibelga. A-t-elle commis une erreur manifeste d'appréciation à cette occasion ? Au vu des données à disposition pour la réalisation de cet avis, aucune conclusion ne peut être tirée dans un sens ou l'autre.

2.2.1.2. Pouvoirs de l'autorité de régulation

Si Brugel souhaitait poursuivre la voie de l'aide d'Etat illégale en vue de faire mettre en cause les activités Solarclick, Enerclick et Solarclick 2.0, aux motifs qu'il s'agirait d'aides d'Etat, deux options pourraient s'ouvrir à elle :

- Plainte ou information à la Commission européenne ;
- Action devant les juridictions nationales.

La Cour de justice a réaffirmé à plusieurs reprises que les juridictions nationales et la Commission jouaient des rôles déterminants, mais distincts dans le cadre du contrôle du respect des règles en matière d'aides d'Etat

Le rôle de la Commission consiste essentiellement à examiner la compatibilité des aides projetées avec le marché commun sur la base des critères énoncés aux articles 107, paragraphes 2 et 3, TFUE. Cette appréciation de la compatibilité relève de la compétence exclusive de la Commission, agissant sous le contrôle des juridictions communautaires. Conformément à la jurisprudence constante de la Cour de justice, les juridictions nationales ne sont pas habilitées à déclarer qu'une aide d'Etat est compatible avec l'article 107, paragraphe 2 ou 3, TFUE.

2.2.1.2.1. Plainte ou information à la Commission européenne

La Commission européenne ne peut adopter une décision finale ordonnant la récupération au seul motif que l'aide n'a pas été notifiée conformément à l'article 108, paragraphe 3, TFUE. La Commission doit donc procéder à une évaluation complète de la compatibilité de l'aide avec le marché intérieur, que l'interdiction de mise à exécution ait été respectée ou non. Cette évaluation peut prendre un temps considérable et le pouvoir de la Commission d'émettre à titre provisoire une injonction de récupération est soumis à des conditions légales très strictes.

Enfin, il n'est pas certain que Brugel puisse constituer une partie intéressée au sens de l'article 1er, point h), du règlement de procédure applicable pour les plaintes pour aide d'Etat. En effet, Brugel est un organe de l'Etat belge,

⁶⁴ Arrêt du 20 février 2001 dans l'affaire C-205/99, Analir (Recueil 2001, p. I-1271, point 71).

qui agirait contre l'Etat belge... en revanche, fournir des informations à la Commission quant à une possible aide d'Etat paraît possible. Une discussion préalable avec la Commission européenne paraît nécessaire sur ces points.

2.2.1.2.2. Action devant les juridictions nationales

L'interdiction de mise à exécution prévue à l'article 108, paragraphe 3, TFUE confère aux parties concernées (les concurrents du bénéficiaire, par exemple) des droits individuels ayant un effet direct. Ces parties concernées peuvent exercer leurs droits en introduisant un recours devant les juridictions nationales compétentes contre l'État membre qui a accordé l'aide. Les juridictions nationales peuvent notamment prendre les mesures suivantes:

- a) empêcher le versement de l'aide illégale;
- b) récupérer l'aide illégale (qu'elle soit compatible ou non);
- c) ordonner le versement d'intérêts au titre de la période d'illégalité;
- d) accorder des dommages et intérêts aux entreprises concurrentes et aux autres tiers; et
- e) ordonner des mesures provisoires contre l'aide illégale.

Dans pareil cadre, Brugel devra tout d'abord démontrer qu'elle a un intérêt à agir. L'intérêt consiste en tout avantage, matériel ou moral, effectif, mais non théorique que le demandeur peut retirer de la demande au moment où il la forme. Il doit être né et actuel.

Ensuite, elle pourra apporter la preuve qu'il s'agit d'une aide d'Etat qui n'a pas été notifiée en ce que, par exemple, ces SIEG auraient pu être fourni par le marché, et en conséquence de demander la récupération de l'aide illégale et empêcher le versement de toute aide future.

En cas de décision favorable de la juridiction compétente, la Région de Bruxelles-Capitale devra alors considérer devoir notifier l'aide à la Commission européenne pour que sa compatibilité avec le marché intérieur soit analysée et confirmée (sans pouvoir continuer les programmes Enerclick, Solarclick et Solarclick 2.0 jusqu'à la décision de la Commission), ou supprimer les aides.

2.2.2. Solarclick (2.0) – Traitement de l'excédent de ces installations

2.2.2.1. Compatibilité avec l'ordonnance électricité

Dans le cadre de Solarclick (2.0), Sibelga n'a pas la qualité de producteur d'électricité. Il n'est ni propriétaire des installations (c'est la région dans un premier temps, puis les pouvoirs publics), ni des certificats verts (c'est la Région). Il est gestionnaire du projet et dans ce cadre, en synthèse, il sélectionne les sites susceptibles de recevoir les panneaux et établit un appel d'offres pour la sélection du matériel et des entrepreneurs, le suivi des travaux et de la maintenance. En échange, il reçoit un subside.

En revanche, l'excès d'électricité injecté sur le réseau par les unités solaires installées des pouvoirs adjudicateurs bénéficierait à Sibelga en ce qu'il viendrait compenser ses pertes en réseaux, ainsi que cela ressort de l'avis d'initiative n°296 de Brugel et relatif à la modification des ordonnances électricité et gaz en vue de la transposition de « Clean Energy package » (publié le 19.02.2020).

Il convient de garder à l'esprit qu'il convient de faire la distinction entre l'allocation des kwh à un poste déterminé aux fins de la tarification et l'usage réel de l'électricité. En effet, il est peut-être possible, techniquement, que l'électricité soit utilisée par Sibelga aux fins de couvrir d'autres services auxiliaires.

Néanmoins, si tout ou partie de cette électricité est effectivement destinée à la couverture des pertes, celle-ci n'est pas acquise par Sibelga selon des procédures transparentes, non discriminatoires et reposant sur les règles du marché conformément aux articles 25.5 de la 3^{ème} directive électricité et 31.5 de la 4^{ème} directive. Cette partie du projet pourrait donc ne pas être en adéquation avec les exigences des directives précitées.

Ceci ne serait pas non plus conforme à l'article 8, §4 de l'ordonnance électricité qui impose que « [t]out achat [complémentaire par rapport à sa production propre] d'électricité se fait selon des procédures transparentes et non discriminatoires », ainsi qu'à l'article 181 du règlement technique.

Si tout ou partie de l'électricité est utilisée pour couvrir d'autres services auxiliaires, ceci pourrait également ne pas être en adéquation avec l'article 25.5 de la 3^{ème} directive électricité et les articles 31.6 à 31.8 de la 4^{ème} directive électricité qui exigent l'acquisition des produits et services nécessaires à l'exploitation efficace, fiable et sûre du réseau de distribution selon des procédures objectives, transparentes et non-discriminatoires.⁶⁵

2.2.2.2. Pouvoirs de l'autorité de régulation

Dans le cadre de ses compétences, Brugel pourrait donc enjoindre à Sibelga de cesser d'utiliser l'électricité pour couvrir ses pertes (et ses autres services auxiliaires le cas échéant), et au besoin, prendre une décision contraignante sur pied de l'article 30bis, §3, 1°, de l'ordonnance électricité qui dispose ce qui suit :

« prendre des décisions contraignantes à l'égard des entreprises actives dans le domaine de l'électricité et/ou du gaz en cas de non-respect des dispositions de la présente ordonnance, de l'ordonnance du 1er avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale et de leurs arrêtés d'exécution; ».

Ceci devrait nécessairement avoir des conséquences sur le montage des dossiers Solarclick et la convention de subsides entre Sibelga et la Région de Bruxelles-Capitale. Le présent avis ne se prononce pas sur ces aspects.

Il serait plus adéquat que l'excédent d'électricité soit valorisé par les pouvoirs publics détenteurs des installations eux-mêmes (compensation encore en 2020, puis valorisation auprès des fournisseurs). Si Sibelga souhaite toujours acheter cette électricité pour compenser ses pertes (et ses autres services auxiliaires le cas échéant), les pouvoirs publics pourraient vendre celle-ci à un agrégateur, qui à son tour valoriserait cette énergie auprès de Sibelga dans le cadre de procédures transparentes, non discriminatoires et reposant sur les règles du marché.

2.3. Electromobilité

Dans son document intitulé « Orientations stratégiques nouvelles 2020-2024 »⁶⁶, Sibelga se propose d'assurer le rôle d' « opérateur de bornes de recharge en voirie » afin d'accélérer la mise en place d'une infrastructure de recharge de base et mettre ainsi fin au « problème de l'œuf et de la poule » consistant à repousser le déploiement

⁶⁵ Sous réserve de l'exception déjà discutée pour les services auxiliaires non liés au réglage de la fréquence.

⁶⁶ *Ibidem*.

de bornes de recharge au motif que les véhicules électriques ne sont pas encore là, tandis que les utilisateurs potentiels repoussent leur achat de véhicule faute de bornes.

D'une part, la 4^{ème} directive électricité impose aux États membres de veiller à ce que les gestionnaires de réseau de distribution coopèrent sur une base non discriminatoire avec toute entreprise qui détient, développe, exploite ou gère des points de recharge pour véhicules électriques, y compris en ce qui concerne la connexion au réseau.⁶⁷ En conséquence, elle interdit aux gestionnaires de réseaux de distribution d'être propriétaire de points de recharge pour les véhicules électriques, de les développer, de les gérer ou de les exploiter, sauf si c'est pour leur propre usage ou si l'Etat membre l'y autorise compte tenu de la réunion de 3 conditions visées à l'article 33.3, a), b) et c) :

- a. aucune autre partie, à la suite d'une procédure d'appel d'offres ouverte, transparente et non discriminatoire, sous réserve d'examen et d'approbation par l'autorité de régulation, ne s'est vu conférer le droit d'être propriétaire de points de recharge pour véhicules électriques, de les développer, de les gérer ou de les exploiter, ou ne pourrait fournir ces services à un coût raisonnable et en temps utile;
- b. l'autorité de régulation a procédé à un examen préalable des conditions de la procédure d'appel d'offres prévue au point a) et a donné son approbation;
- c. le gestionnaire de réseau de distribution exploite les points de recharge sur la base de l'accès des tiers conformément à l'article 6 et s'abstient de toute discrimination entre les utilisateurs du réseau ou des catégories d'utilisateurs du réseau, notamment en faveur de ses entreprises liées.

D'autre part, la directive 2014/94/EU⁶⁸ impose aux États membres de veiller « *au moyen de leurs cadres d'action nationaux, à ce qu'un nombre approprié de points de recharge ouverts au public soient mis en place au plus tard le 31 décembre 2020, afin que les véhicules électriques puissent circuler au moins dans les agglomérations urbaines/suburbaines et d'autres zones densément peuplées et, le cas échéant, au sein de réseaux déterminés par les États membres.* ».

A cet effet, la Région de Bruxelles Capitale, via Bruxelles Mobilité, a octroyé à la société Pitpoint un contrat de concession de services ayant pour objet la fourniture, l'installation et l'exploitation d'infrastructures de recharge accessibles au public pour véhicules électriques sur l'ensemble du domaine public de la Région.⁶⁹ La société Pitpoint dispose dès lors d'une exclusivité pour toute la durée du contrat de concession sur le domaine public régional⁷⁰. Le domaine public des communes n'est pas visé par la concession, ni le domaine privé (des autorités publiques, des personnes morales de droit privé et personnes physiques). Il en résulte que Sibelga ne pourrait devenir « *opérateur de bornes de recharge* », que pour ces autres zones sous réserve de ce qui suit :

1. L'ordonnance électricité est modifiée pour autoriser les gestionnaires de réseau de distribution à devenir opérateur de points de recharge selon les modalités fixées par la directive à l'article 33.3 de la 4^{ème} directive électricité ;

⁶⁷ Celle-ci rappelle donc ce qui était déjà prévu à l'article 4, points 8 à 12 de la directive 2014/94/UE du Parlement européen et du Conseil du 22 octobre 2014 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs, J.O.U.E., 20.10.2014, L-307/1.

⁶⁸ *Ibidem*.

⁶⁹ RBC, SPRD, Bruxelles Mobilité AED, Concession de services ayant pour objet la fourniture, l'installation et l'exploitation d'infrastructures de recharge accessibles au public pour véhicules électriques dans la Région de Bruxelles-Capitale Document de concession n° BMB/DS-DB/2017.1056, Règlement de procédures.

⁷⁰ Le règlement de procédure fait état d'une durée de 10 ans, d'autres informations indiquent que le contrat signé aurait une durée de 2 ans.

2. la nécessité de lancer un appel d'offres pour ces zones a été examiné par l'autorité adjudicatrice eu égard à l'absence d'initiative développée par le secteur privé ;
3. Brugel a examiné et approuvé les conditions de tout appel d'offres destiné à conférer le droit d'être propriétaire de points de recharge pour véhicules électriques, de les développer, de les gérer ou de les exploiter ;
4. Aucune offre n'a été retenue ou ne pourrait fournir ces services à un coût raisonnable et/ou en temps utile.

L'esprit de 4^{ème} directive électricité est en effet de ne permettre au gestionnaire de réseau de distribution d'agir comme opérateur de bornes de recharge qu'en présence d'une carence du marché. En dehors de ce cas, il doit agir comme un acteur neutre au service de celui-ci.⁷¹

Si l'application de ces règles aboutissent à la possibilité pour Sibelga de devenir « *opérateur de bornes de recharge* », les coûts devraient *a priori* être couverts par les tarifs.

Il appartiendra ensuite à l'autorité compétente de mener une consultation publique, à intervalles réguliers ou au moins tous les cinq ans, pour réévaluer l'intérêt potentiel d'autres parties à être propriétaires des points de recharge pour véhicules électriques, ou à les développer, les exploiter ou les gérer. Si la consultation publique indique que d'autres parties sont en mesure d'être propriétaires de ces points, de les développer, de les exploiter ou de les gérer, les États membres veillent à ce que les gestionnaires de réseau de distribution cessent progressivement leurs activités dans ce domaine, sous réserve de l'aboutissement de la procédure d'appel d'offres visée au paragraphe 3, point a). Parmi les conditions dont cette procédure est assortie, les autorités de régulation peuvent autoriser le gestionnaire de réseau de distribution à récupérer la valeur résiduelle des investissements qu'il a réalisés dans les infrastructures de recharge.⁷²

Enfin, malgré l'application de l'article 33 de la 4^{ème} directive et la désignation d'un ou plusieurs opérateurs de bornes de recharge (autres que Sibelga), il se pourrait que, à l'instar de ce qui a été constaté pour le secteur des télécom⁷³, des zones pourraient ne pas être desservies car non rentables (ou pas suffisamment rentables). Dans ce cadre, la création d'une OSP serait justifiée. Celle-ci pourraient être confiée à une entreprise au terme d'une mise en concurrence par marché public, ou à Sibelga. Il est renvoyé *supra* à cet égard quant à la 4^{ème} condition pour qu'un SIEG ne constitue pas une aide d'Etat.

A ce stade, s'agissant d'une déclaration d'intention de la part de Sibelga et l'absence de constat d'une illégalité, il n'y a pas lieu d'examiner les éventuels pouvoirs à disposition de Brugel pour remédier à cette situation.

⁷¹ En outre, il ne peut agir comme fournisseur d'électricité dans ce cadre conformément à la 4^{ème} directive électricité et la 2014/94/EU précitées. Il doit assurer le libre accès des tiers à ces bornes aux fins de livrer et prélever l'électricité.

⁷² 4^{ème} Directive Electricité, art. 33, 4.

⁷³ Communication de la Commission relative à l'application des règles de l'Union européenne en matière d'aides d'Etat aux compensations octroyées pour la prestation de services d'intérêt économique général, (2012/C 8/02), para. 49, p.

2.4. Stockage

L'article 36, 1, de la 4^{ème} directive électricité interdit, par principe, aux gestionnaires de réseau de distribution d'être propriétaires d'installations de stockage d'énergie, de les développer, les gérer ou les exploiter. Si l'Etat membre le prévoit, une dérogation peut être octroyée par l'autorité de régulation lorsque les installations de stockage constituent des composants pleinement intégrés au réseau ou lorsque les conditions suivantes sont réunies⁷⁴ :

1. aucune autre partie, à la suite d'une procédure d'appel d'offres ouverte, transparente et non discriminatoire, sous réserve d'examen et d'approbation par l'autorité de régulation, ne s'est vu conférer le droit d'être propriétaire de telles installations, de les développer, de les gérer ou de les exploiter, ou encore ne pourrait fournir ces services à un coût raisonnable et en temps utile;
2. ces installations sont nécessaires pour que les gestionnaires de réseau de distribution puissent remplir les obligations qui leur incombent au titre de la présente directive en matière d'exploitation efficace, fiable et sûre du réseau de distribution, et ces installations ne sont pas utilisées pour acheter ou vendre de l'électricité sur les marchés de l'électricité; et
3. l'autorité de régulation a évalué la nécessité d'une telle dérogation, a procédé à une évaluation de la procédure d'appel d'offres, y compris des conditions de cette procédure d'appel d'offres, et a donné son approbation.

Les autorités de régulation doivent organiser, à intervalles réguliers ou au moins tous les cinq ans, une consultation publique portant sur les installations existantes de stockage d'énergie afin d'évaluer la disponibilité et l'intérêt potentiels à investir dans ces installations. Lorsque la consultation publique, selon l'évaluation de l'autorité de régulation, indique que des tiers sont en mesure d'être propriétaires de ces installations, de les développer, de les exploiter ou de les gérer, et ce de manière rentable, l'autorité de régulation veille à ce que les gestionnaires de réseau de distribution cessent progressivement leurs activités dans ce domaine dans un délai de 18 mois. Parmi les conditions dont cette procédure est assortie, les autorités de régulation peuvent autoriser les gestionnaires de réseau de distribution à recevoir une compensation raisonnable, et en particulier à récupérer la valeur résiduelle des investissements qu'ils ont réalisés dans les installations de stockage d'énergie.⁷⁵

Il en résulte que Sibelga ne pourrait détenir des installations de stockage que si l'ordonnance électricité est modifiée pour autoriser les gestionnaires de réseau de distribution à être propriétaires d'installations de stockage d'énergie, à les développer, les gérer ou les exploiter sous réserve d'une dérogation octroyée par Brugel selon les modalités précitées et visées à l'article 36.2 de la 4^{ème} directive électricité.

⁷⁴ 4^{ème} directive Electricité, art. 36, 2.

⁷⁵ *Ibid.*, art. 36.3. Selon l'art. 36.4, ceci ne s'applique pas aux composants pleinement intégrés au réseau ni à la durée d'amortissement habituelle de nouvelles installations de stockage composées d'accumulateurs dont la décision d'investissement définitive est prise avant le 4 juillet 2019, à condition que ces installations de stockage composées d'accumulateur soient:

- a) connectées au réseau dans les deux ans à compter de la décision d'investissement définitive;
- b) intégrées au réseau de distribution;
- c) uniquement utilisées pour le rétablissement réactionnel et instantané de la sécurité du réseau en cas d'événements imprévus sur le réseau, lorsqu'un tel rétablissement débute immédiatement et s'achève quand le redispatching régulier est capable de régler le problème; et
- d) ne sont pas utilisées pour acheter ou vendre de l'électricité sur les marchés de l'électricité, y compris d'équilibrage.

A nouveau, l'esprit de la directive est de ne permettre au gestionnaire de réseau de distribution d'être propriétaires d'installations de stockage d'énergie, de les développer, les gérer ou les exploiter qu'en présence d'une carence du marché. En dehors de ce cas, il doit agir comme un acteur neutre.

A ce stade, s'agissant d'une déclaration d'intention de la part de Sibelga et l'absence de constat d'une illégalité, il n'y a pas lieu d'examiner les éventuels pouvoirs à disposition de Brugel pour remédier à cette situation.

3. Conclusion générale et proposition de solution

Les directives européennes paraissent obliger le gestionnaire de réseau de distribution à acquérir l'énergie nécessaire pour couvrir les pertes, et à suivre ce faisant des procédures transparentes, non discriminatoires et reposant sur les règles du marché. Il ne peut produire lui-même de l'électricité aux fins de couvrir ses pertes. Aucune dérogation ne paraît admise par les directives.

Ceci constitue toutefois une application d'une règle européenne plus générale, à savoir celle de la dissociation des activités des gestionnaires de réseaux de distribution, ou *unbundling*, qui impliquent que ces derniers ne puissent à la fois accomplir des activités de production et de distribution d'électricité.

En conséquence, l'article 8, §4 de l'ordonnance électricité ne paraît pas être une transposition adéquate des directives électricités en ce qu'il permet à Sibelga de produire de l'électricité, pour couvrir ses pertes et accomplir ses missions de service public. De même, le projet Solarclick (et le cas échéant, Solarclick 2.0) prévoit l'utilisation par Sibelga de l'excès d'électricité généré par les installations des pouvoirs publics aux fins de couvrir une partie de ses pertes, en dehors d'une procédure transparente, non-discriminatoire et reposant sur les règles du marché.

Les pouvoirs et outils de Brugel en vue de remédier à ces situations de manière compréhensive et globale sont inadéquats et asymétriques. Tantôt elle peut prendre une décision contraignante sur base de l'ordonnance (Solarclick), tantôt pas (cogénération). Elle peut rejeter des coûts liés à la cogénération dans le cadre de ses compétences tarifaires, mais ne peut interdire à Sibelga l'exercice de cette activité.

L'accomplissement de missions de services publics étrangères au « *core business* » de Sibelga (Enerclick et Solarclick) pose également question sous l'angle européen...sans y être contraire. En effet, la 4^{ème} directive électricité met l'accent sur le caractère d'acteur neutre du gestionnaire du réseau (voir par exemple à cet effet l'article 31.10 de la directive électricité). Enfin, la qualification de SIEG de ces activités repose sur la considération, par la Région de Bruxelles-Capitale, qu'ils ne s'agit pas de services déjà fournis ou qui ne peuvent l'être de façon satisfaisante et dans des conditions (prix, caractéristiques de qualité objectives, continuité et accès au service) compatibles avec l'intérêt général, par des entreprises exerçant leurs activités dans des conditions commerciales normales. S'agissant d'une notion évolutive par définition, peut-être peut-on se poser la question de savoir si c'est toujours le cas aujourd'hui. En tout cas les cas, ceci génère potentiellement des risques croisés en terme de responsabilité et donc un impact possible sur les finances nécessaires pour exploiter le réseau de distribution.

Dès lors, la solution proposée consiste en une **mise en conformité**, à l'occasion de la transposition de la 4^{ème} directive électricité et la modification de l'ordonnance électricité, **tant de l'article 8, § 4, de l'ordonnance électricité que de l'article 181 du Règlement technique, avec une période transitoire** pour permettre à Sibelga de :

1° **procéder à la dissociation « juridique » des activités de production d'électricité grâce à la cogénération, par exemple par voie de filialisation (nouvelle filiale de Interfin et donc création d'une société sœur à Sibelga).** A cet

égard, il faut rappeler que les directives ne créent pas d'obligation de séparer la propriété des actifs du gestionnaire de réseau de distribution, d'une part, de l'entreprise verticalement intégrée ; et

2° de mettre en place des procédures d'achat de l'énergie correspondante aux pertes autrefois couvertes par les installations de cogénération selon des procédures transparentes, non discriminatoires et reposant sur les règles du marché ou, alternativement, de prévoir, comme sur le réseau de transport, que les pertes sont physiquement injectées par les responsables d'équilibre ou les fournisseurs de services d'équilibrage (cette solution est plus complexe sur un réseau de distribution).

Il convient par ailleurs de rappeler qu'il est toutefois permis au gestionnaire du réseau de distribution de disposer de composants pleinement intégrés au réseau, soit notamment d'unités de production, pour couvrir des services auxiliaires non liés au réglage de la fréquence. Le cas échéant, il peut également demander une dérogation à Brugel s'il ne s'agit d'unités pleinement intégrées au réseau. Il est donc juridiquement possible que Sibelga ne se défasse pas de l'ensemble des unités de cogénérations mais uniquement aux fins de couvrir des services auxiliaires non liés au réglage de la fréquence.

3° Confier la réalisation des OSP Enerclick, Solarclick (et Solarclick 2.0) à la nouvelle filiale de Interfin, sœur de Sibelga.

Enfin, en ce qui concerne **l'électromobilité et le stockage**, il est proposé de transposer le plus fidèlement possible les articles 33 et 36 de la 4^{ème} directive électricité.

Chaussée de La Hulpe 187

1170 Brussels

Tel. : +32 2 675 30 30

Fax. : +32 2 675 30 31

Rue Henri Pauwels, 2

1400 Nivelles

Tel. : +32 67 27 79 95

Fax. : +32 67 21 72 45

Congreslaan 27

9000 Ghent

Tel. : +32 9 240 71 11

Fax. : +32 9 244 51 11

Rue de la Réunion 8

7000 Mons

Tel. : +32 65 22 10 00

Fax. : +32 65 35 26 59