

1. Situation existante

La libéralisation a entraîné en Belgique une séparation poussée et rapide des activités de réseaux des activités de production et négoce.

Dans ce cadre, les communes ont pris le contrôle de toutes les entreprises de réseau de transport et de distribution (7 groupes), dont elles détiennent en moyenne plus de 75 % des fonds propres. Cette évolution a accru fortement le rôle et les responsabilités financières des entreprises communales (voir tableau 1).

Le tableau 1 permet de mesurer l'ampleur de l'évolution.

	Rôle des communes			
	Avant la libéralisation		2012	
	Contrôle	Participation ¹	Contrôle	Participation (activités en Belgique)
Transport d'électricité	Non	13,0 %	oui	52,4 % ²
Transport de gaz	Non	16,5 %	oui	80,0 % ³
Distribution	20 % co-contrôle passif pour 80 %	56,0 %	oui	85,0 % ⁴

¹ Directe ou indirecte dans le capital.

² La société GRTE Elia est cotée en bourse. La participation communale est éclatée entre Publi-T (45 %), Publipart, Interfin et VEH.

³ Le groupe canadien CDPQ détient une participation de 20 % dans le holding de tête du groupe GRTG, Fluxys à côté des communes (Publigaz : 80 %). Le transporteur national Fluxys Belgium est coté en Bourse, le holding de tête détenant une participation de 89 %.

⁴ Le secteur est divisé en 5 pôles. Trois avec un actionnariat 100 % communal (Infrac, Tecteo, Sibelga), deux avec une participation Electrabel [Eandis : 25 %] [Ores : 25% à 30 %].

Les fonds propres des entreprises contrôlées (part des communes) dépassent 10 milliards d'euros. La RAB de ces entreprises représente quelque 25 milliards d'euros. Les investissements annuels de ces entreprises atteignent +/- 1,5 milliard d'euros par an.

Une partie des communes ont de plus conservé ou acquis des participations dans la production traditionnelle d'électricité, le négoce de gaz et d'électricité, et la production éolienne. Les fonds propres (part des communes) dans ces sociétés représentent entre 0,5 et 1 milliard d'euros. Toutefois, les communes ne contrôlent aucune société de ce type. Il faut noter que la Belgique a choisi d'aller vers le modèle d'ownership unbundling (OU), et il est donc probable que les participations des communes dans la production d'électricité et le négoce se réduisent à l'avenir.

Les communes n'ont pas développé le modèle « multiactivités »⁵ ou « stadwerke ». Les entreprises se limitent à la gestion du réseau pour 1 ou 2 énergies. Les entreprises ont une base régionale ou fédérale. Il n'y a pas de lien entre les services municipaux et les sociétés communales.

Le business model communal belge pour l'énergie est donc de type « actionnarial ».

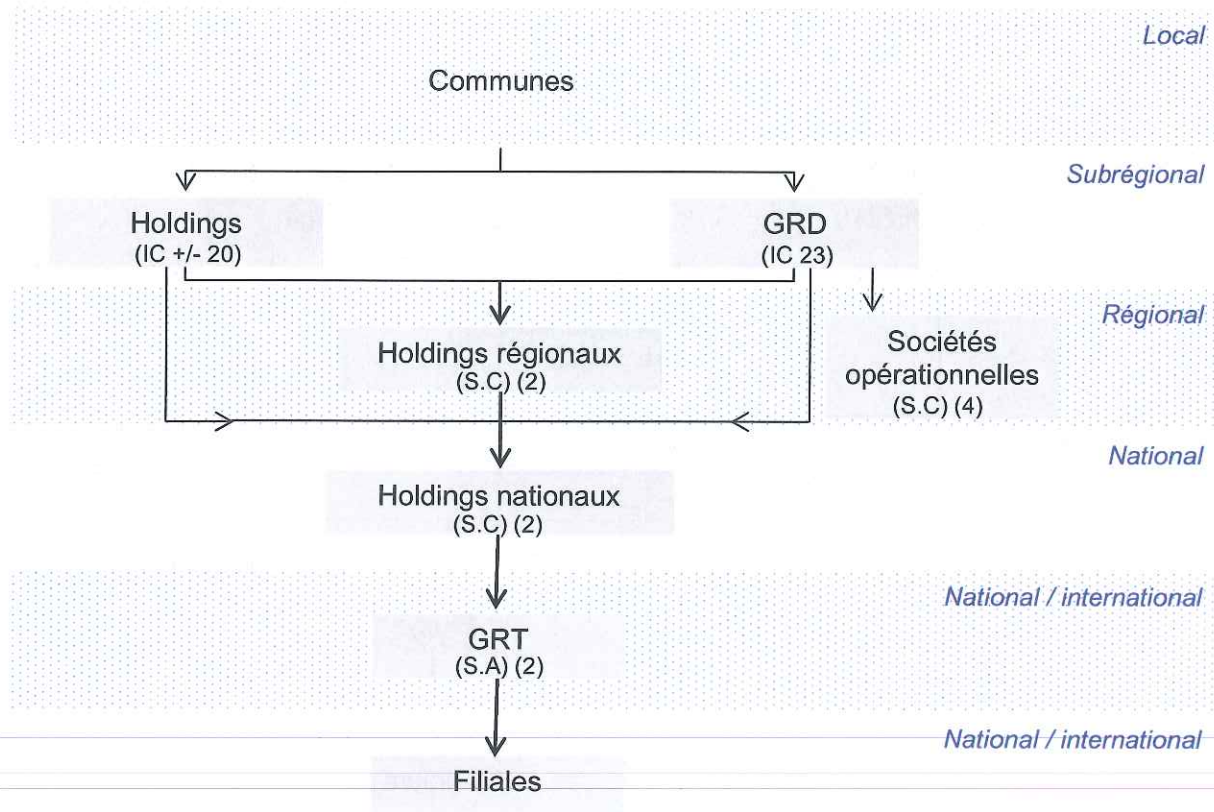
2. Problèmes

2.1. La complexité du secteur

L'activité des entreprises communales est partagée entre plusieurs dizaines de sociétés, de droit privé ou public, ayant des fonctions de holding, d'asset ownership ou d'exploitation, au niveau subrégional, régional et fédéral (voir tableau 2 et 3).

⁵ Sauf une exception.

Tableau 2

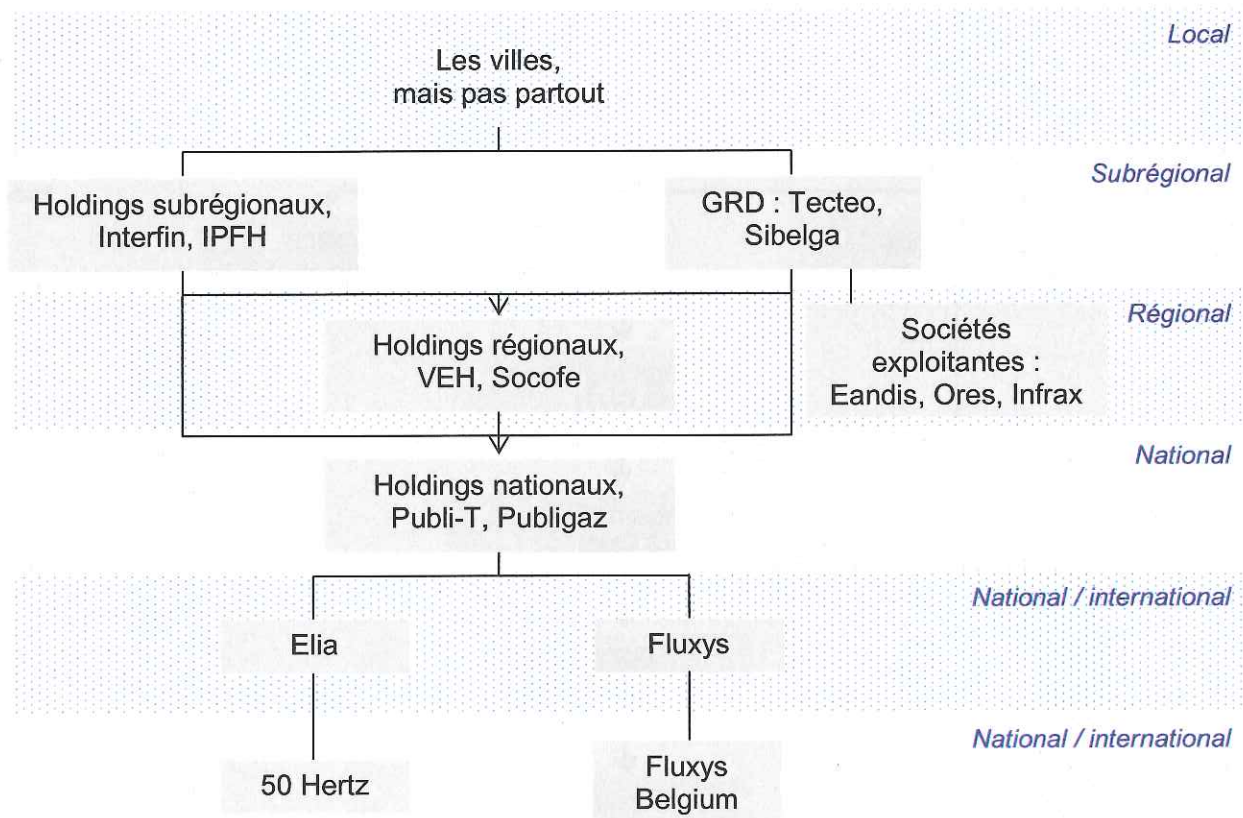


IC : Intercommunale (personne publique ayant la forme d'une société).

SC : sociétés coopératives.

S.A. : Sociétés anonymes.

Tableau 3 : Les acteurs communaux majeurs



Cette structure est trop complexe :

- 5 sociétés d'exploitation pour les gestionnaires de réseaux de distribution : économies d'échelle insuffisantes ;
- 27 sociétés des gestionnaires de réseaux de distribution : 27 tarifs de distribution différents ;
- Complexité :
 - o visibilité insuffisante (monde financier, opérateurs étrangers, régulateurs européens) ;
 - o légitimité insuffisante (médias, régulateurs belges) ;
 - o prise de décision parfois trop lente.

2.2. Financement plus difficile

Depuis la crise de 2008, le financement par crédits bancaires est devenu très peu accessible aux entreprises communales, et celles-ci sont obligées de se financer par émissions obligataires. Pour l'instant, ce marché est preneur, mais la démarche est plus complexe.

Les besoins en fonds propres sont actuellement globalement assurés mais leur allocation n'est pas idéale (surfinancement par fonds propres pour certaines entreprises, besoins dans d'autres). La réallocation de ces fonds propres est difficile.

D'ici la fin de la décennie, il y aura un besoin global net de fonds propres sauf si les communes réduisent leur part dans le capital, ce qui n'est pas exclu.

Or, la régulation tarifaire s'est progressivement durcie :

- réduction du coût du capital accepté : actuellement 3,3 % net ex-ante pour la dernière référence (décision des régulateurs de décembre 2011). Avec les incentives, le taux ex-post est entre 4 % et 5 % ;
- financement par fonds propres rémunéré « normalement » limité à un plafond de 33 % de la RAB, inférieur à la moyenne européenne ;
- réduction des taux d'amortissement autorisés (de 3 % sur base indexée ou 5 % sur base comptable avant la libéralisation on est passé à 2 % sur base comptable). En conséquence, l'autofinancement est insuffisant (surtout en gaz, vu des risques de stranded costs).

2.3. Légitimité de l'investissement international

Les deux sociétés (Elia / Fluxys) de transport, contrôlées par les communes à 52 % et 80 % respectivement ont commencé un important développement international (rachat de 50 Hertz, Transitgas, IUK, développement du terminal de Dunkerque).

Ces investissements ont lieu dans le contexte :

- de l'undbundling en Allemagne ;
- de l'interconnexion et du couplage des marchés ;

- d'une prévisible consolidation réduisant le nombre d'acteurs européens.

La légitimité politique de ces investissements fait toutefois problème :

- risque plus élevé lié à ces investissements ;
- déconnexion complète entre le contrôle démocratique des communes et l'activité.

2.4. Risque accru des investissements dans le cadre de la politique énergétique de l'Union Européenne.

La politique énergétique européenne repose sur 3 piliers :

- la concurrence. Dans ce but, l'Union Européenne favorise l'interconnexion et le couplage des marchés, qui requièrent des investissements spécifiques (interconnexions frontalières, capacités additionnelles) sans accroissement des volumes transportés ;

- la sécurité d'approvisionnement.

En gaz, celle-ci requiert d'acquérir une capacité suffisante et flexible en vue de permettre de swaper entre un approvisionnement par GNL et par pipes et vice-versa, c'est-à-dire venant de Russie et d'Asie centrale, ou du reste du monde, et s'agissant de la Russie entrant par le Nord, le Centre ou le Sud. Ces capacités accrues (volume et reverse flow) ne vont à nouveau pas de pair avec un accroissement des volumes ;

- le développement durable.

Le développement des énergies vertes non programmables requiert plus de capacité sur les réseaux électriques et la smartisation des réseaux de distribution. Les investissements de smartisation sont accélérés alors que le modèle de marché sous-jacent n'est pas encore défini.

À plus long terme (roadmap 2050), la décarbonification menace la viabilité des réseaux de gaz, où il faut continuer à investir pour des raisons de sécurité.

La politique de l'Union requiert donc des investissements énormes en réseau, mais les risques de quantités et de stranded investment s'accroissent fortement. La régulation n'a pas encore reconnu ce problème.

2.5.Étroitesse et perspective insuffisante du business model des gestionnaires de réseaux, surtout des gestionnaires de réseaux de distribution.

Alors que la politique de l'Union Européenne requiert des investissements accrus et plus risqués, les perspectives offertes aux gestionnaires de réseaux sont trop floues ou trop limitées :

- une vision dogmatique de l'undbundling limite trop la possibilité de développer la production d'électricité dans des niches qui permettraient d'étoffer le business model des gestionnaires de réseaux de distribution (pas de possibilité de développer la cogénération et les énergies renouvelables sauf pour couvrir les besoins en distribution) ;
- une absence de visibilité sur le futur modèle de marché européen pour la distribution d'électricité nourrit la crainte que ce modèle pourrait être restrictif pour les gestionnaires de réseaux de distribution. Les gestionnaires de réseaux de distribution sont contraints à smartiser leurs réseaux, et notamment à déployer les coûteux programmes de smartmetering sans que leur rôle futur sur le marché de la flexibilité et des ESCO ne soit défini ;
- une régulation tarifaire qui en Belgique ne tient pas assez compte des contraintes de la politique énergétique européenne :
 - o taux d'amortissement insuffisant en gaz vu les risques quantités ;
 - o pas d'encouragement suffisant à la diversification ;
 - o taux de rentabilité insuffisant.

3. Perspectives et stratégie des sociétés

À court / moyen terme, les mouvements suivants sont en gestation :

- réduction du nombre de gestionnaires de réseaux de distribution (ce qui aura un effet de simplification des tarifs et des structures mais pas de réduction des coûts) ;
- retrait total de l'opérateur historique des gestionnaires de réseaux de distribution où il est encore actionnaire. À ce moment, l'ownership unbundling des entreprises de réseaux sera complet (actuellement 5 sur 7) ;
- entrée probable de nouveaux actionnaires privés dans les gestionnaires de réseaux de distribution (avec maintien du contrôle communal).

4. Ce qui reste sans réponse :

- la constitution d'un visage actionnarial clair pour le développement international de Fluxys et d'Elia ;
- une perspective de réduction du nombre de groupes de gestionnaires de réseaux de distribution ou de création entre eux de services centers en vue de réduire les coûts ;
- une réponse à la question « à quel niveau la stratégie doit-elle être définie et comment lui assurer une légitimité politique et un contrôle démocratique ? » ;
- pas de stratégie pour permettre l'évolution du business model de la distribution dans un contexte de contraintes émanant de l'Union européenne.

* * *