

Rapport à l'attention de

Institut CDC pour la recherche et Caisse des Dépôts

Décentralisation énergétique et innovations territoriales

**Une comparaison européenne
dans les secteurs de l'éolien,
de la biomasse et du photovoltaïque**

VOLUME 2 Monographies régionales

**Sous la direction de
François Bafoil et de Gilles Lepasant**

Auteurs :

François Bafoil, Amélie Bonnet, Rachel Guyet, Gilles Lepasant

Paris - janvier 2016

TABLE DES MATIÈRES

Énergies renouvelables - Le cadre européen en 2016

Gilles Lepasant

Introduction	11
Évolutions de la politique européenne en matière d'énergies renouvelables	12
Mise en œuvre de la Directive sur les énergies renouvelables. État des lieux début 2016	12
Des systèmes d'aide qui restent variés	13
Le cadre européen pour 2030	13
Des objectifs ambitieux ?	13
Le cadre nouveau de la politique de concurrence	15
Création d'une réserve de stabilité du marché	15
Des débats encore non tranchés	16
Énergies renouvelables et lutte contre le changement climatique	16
Vers la fin des soutiens aux énergies renouvelables ?	17
Un secteur industriel en restructuration	18
Le soutien apporté par l'UE aux initiatives locales	18
Une prise de conscience des risques des élus locaux ?	18
Le soutien fourni par la politique de cohésion	18
Les autres types de soutien aux collectivités locales	19
Un nombre croissant d'initiatives	19
Conclusion	21

La politique de l'éolien en Bretagne et la stratégie énergétique de Brest

François Bafail

Introduction	26
Plan électrique breton et initiatives variées	26
Le pacte électrique breton	26
Les résultats	27
Les initiatives territoriales	28
L'éolien onshore	29
Les contraintes environnementales	29
Les contraintes liées au secteur de la défense	30
L'échec du schéma éolien breton	31
La production éolienne	31
Eolien en mer et énergies marines (EMR)	32
Stratégie régionale et atouts de la recherche	33
La capitale des EMR	34
Les entreprises	34

Les projets EMR.....	34
Les technologies.....	35
Incertitudes et risques.....	37
Brest Métropole. Le port	38
Les acteurs.....	38
Le chantier du port.....	40
La spécialisation dans l'éolien.....	40
Le consensus municipal.....	41
Brest. Rénovation urbaine et boucle énergétique.....	41
Brest Rive droite. La boucle énergétique locale.	42
Le plateau des Capucins.....	43
L'Economie numérique.....	44
L'approvisionnement énergétique.....	44
Le téléphérique.....	44
Recouvrance.....	45

La ville de Grenoble et la métropole grenobloise

Amélie Bonnet

Introduction.....	48
Présentation du territoire.....	49
La ville de Grenoble.....	49
Situation politique.....	52
Economie.....	52
Grenoble, ville d'innovation.....	53
Développement durable.....	53
La métropole grenobloise.....	54
La gouvernance territoriale de l'énergie : la politique et les objectifs aux différents échelons territoriaux.....	58
La ville de Grenoble.....	58
Le groupe Gaz Electricité de Grenoble (GEG).....	59
La politique de GEG en matière d'ENR.....	62
La Compagnie de Chauffage Intercommunale de l'Agglomération Grenobloise (CCIAG).....	65
La politique de la CCIAG dans le domaine des ENR :.....	68
Le débat sur la remunicipalisation de GEG et de la CCIAG.....	69
Les services publics de l'énergie réinterrogés par la métropole.....	72
Le Plan Air Energie Climat (PAEC) de la Métro.....	72
Exemples de projets innovants à Grenoble et dans la métropole grenobloise.....	76
Le projet autour de la géothermie dans le quartier Presqu'île à Grenoble.....	76
Projet d'initiative citoyenne dans le domaine photovoltaïque.....	78
Conflits et freins au développement des ENR.....	79
Filières locales ENR.....	80
Conclusion.....	81

La région Silésie (Pologne)

Amélie Bonnet

Introduction	85
Enjeux énergétiques au plan national	85
Le contexte énergétique de la Pologne	85
Priorités nationales	87
La région de Silésie : présentation du territoire	90
Territoire et démographie	90
Le secteur énergétique en Silésie	91
Le secteur du charbon	91
La production (et la consommation) d'électricité, le réseau de chaleur.....	93
Le réseau de chaleur	93
Les ENR en Silésie	94
Outils de planification et barrières au développement des ENR en Silésie.....	100
Outils de planification en matière d'ENR.....	100
Les barrières au développement des ENR.....	104
Une ambition régionale limitée :	104
Les freins à la production d'électricité à partir de biomasse :.....	106
Une sortie inenvisageable du charbon	109
La recherche d'un charbon « propre » :.....	111
Exemples d'initiatives innovantes dans le domaine des énergies renouvelables en Silésie	112
Une région d'innovation.....	112
Le Centre de l'énergie décentralisée de l'Université Polytechnique de Silésie et l'association Klaster 3x20.....	113
Les mini-centres énergétiques de la commune de Gierałtowice.....	114
Conclusion.....	121

Stratégie bas carbone écossaise : l'exemple de la ville d'Aberdeen

Rachel Guyet

Introduction	125
Décentralisation et régulations européennes et centrales	126
Le rôle de l'Union Européenne.....	126
Décentralisation et secteur énergétique	127
Décentralisation politique : les tensions entre le niveau central, régional et local.....	127
Décentralisation de l'énergie et recomposition sectorielle ?.....	128
La politique énergétique renouvelable en Ecosse	130
Paradoxes et tensions de la politique écossaise	130
Les compétences écossaises	131
L'aménagement du territoire.....	131
Les réseaux de transport	131

La chaleur renouvelable.....	132
L'investissement citoyen.....	132
Soutien à la filière renouvelable	133
Les résultats de la politique écossaise	133
Les autorités locales : le cas d'Aberdeen	137
Les données socio-économiques d'Aberdeen.....	138
Les caractéristiques innovantes des projets énergétiques d'Aberdeen.....	139
La structuration des modes de gouvernance locaux	140
Le facteur de l'innovation technologique	142
Des obligations climatiques à la politique sociale	143
La création d'un nouveau modèle d'entreprise	143
Une politique tarifaire à visée sociale	145
Ouverture à la participation citoyenne.....	146
L'implication des locataires dans AH&P	146
La participation citoyenne et l'avenir bas carbone de la ville	147
Les freins au déploiement de l'énergie distribuée	148
Le poids de l'industrie gazière et pétrolière au niveau local et régional.....	148
Les obstacles politiques.....	149
Conclusion.....	150

Le Brandebourg (Allemagne)

Gilles Lepasant

Introduction	155
Les défis de la transition énergétique à l'échelle du Land de Brandebourg.....	155
Gérer le succès du charbon	155
Atteindre des objectifs plus ambitieux que ceux du Bund	157
Gérer le défi de l'acceptabilité	158
Le rôle du Land dans le système de gouvernance	160
La planification territoriale de l'énergie éolienne est déterminée par la régulation nationale.....	160
L'acceptabilité au cœur de la politique du Land.....	163
Acceptabilité et valeur ajoutée socio-économique des énergies renouvelables.....	164
Les innovations locales	165
Une remunicipalisation qui a pris différentes formes dans le Brandebourg.....	166
Différents types d'implication des citoyens	166
Un contexte de moins en moins porteur pour l'énergie citoyenne ?.....	170
Conclusion.....	171
Bibliographie.....	173

Introduction	179
Un bilan nuancé de la transition énergétique à l'échelle nationale	179
À l'échelle des territoires, la municipalité est l'acteur municipal	181
Des comtés aux compétences limitées.....	181
L'acteur principal est la municipalité	181
À Malmö, des ambitions écologiques nées de la restructuration industrielle	182
L'héritage d'une histoire liée à l'énergie	182
La ville durable comme réponse à la désindustrialisation	183
La prise en compte des enjeux climatiques dans la politique urbanistique	184
Le défi énergétique	184
Le projet Port de l'Ouest	185
Le projet Hyllie	187
Rosengård et Augustenborg : défis sociaux d'une ville durable	189
Les initiatives déployées à Malmö en matière de production d'énergie	190
Un réseau électrique privatisé.....	190
Le rôle des réseaux de chaleur dans la transition énergétique suédoise	191
Le rôle de la gestion des déchets pour la chaleur en Suède	192
Le cas de Malmö.....	195
Le partenariat avec VA SYD pour la collecte des déchets.....	196
Sysav, une usine d'incinération surdimensionnée ?	199
L'avenir du modèle économique de Sysav	200
Un modèle contesté par le droit européen de la concurrence	201
Une politique de communication ambitieuse	203
Production d'énergie à base de sources renouvelables en Scanie	203
Solaire.....	204
Éolien.....	204
Conclusion.....	205

Stratégies locales de transition énergétique en Italie

Gilles Lepasant

Introduction	210
À l'échelle nationale, un essor des EnR suivi d'un coup d'arrêt	211
Le paradoxe italien	211
Le développement du photovoltaïque en Italie, un cas de mauvaise pratique ?	211
Initiatives décentralisées : un paysage énergétique qui se diversifie	212
Une montée en puissance des villes à travers les municipalizzate?	212
L'émergence de bonnes pratiques à l'échelle des territoires	214
Stratégies énergétiques dans le Trentin Haut-Adige	217
Gouvernance territoriale dans la région du Trentin Haut-Adige	217
Un gisement d'électricité hydraulique.....	217
Le facteur européen	218

SEL, bras armé de la Province pour la transition énergétique.....	219
Les enjeux pour les collectivités territoriales d'une recomposition de l'outil de production hydroélectrique.....	220
Les ambitions énergétiques de la province	221
Les facteurs d'une transition énergétique atypique dans les provinces autonomes	224
Projets innovants dans les municipalités	225
L'émergence progressive de l'énergie citoyenne dans les régions italiennes	226
Une tradition de coopératives ?	226
Exemples de coopératives dans le secteur photovoltaïque.....	227
Les raisons d'un développement limité de l'énergie citoyenne	229
Conclusion.....	232

Énergies renouvelables Le cadre européen en 2016

Gilles Lepasant

Synthèse

- L'objectif affiché pour 2020 par l'UE (un mix énergétique comprenant une part de 20% d'EnR) devrait être atteint. En atteste le rapport publié en septembre 2015 par la Commission européenne sur les progrès accomplis vers la réalisation des objectifs fixés pour 2020 en matière d'énergies renouvelables. Les disparités devraient toutefois être significatives d'un État à l'autre, certains ayant déjà atteint en 2013 leurs objectifs tandis que d'autres en demeurent très éloignés.
- L'Union de l'énergie présentée par le Président Juncker comme l'une des dix priorités de son mandat est davantage proclamée que réalisée. L'Union européenne a par ailleurs joué un rôle secondaire au cours de la COP21. Néanmoins, la législation européenne continue de structurer la transition énergétique dans une grande partie des États-membres.
- Les 2 inflexions majeures récentes ont été la définition d'objectifs pour 2030 et les nouvelles règles en matière d'aides d'État dans le domaine de la protection de l'environnement et de l'énergie. L'idée maîtresse des nouvelles règles (qui s'appliqueront du 1er juillet 2014 à la fin de 2020) est de réduire les soutiens apportés à ces énergies afin de limiter les distorsions de concurrence avec les autres énergies disponibles sur le marché. Les objectifs à horizon 2030 s'inscrivent dans une démarche très différente de celle adoptée pour le programme d'action 3x20. Ils n'ont en effet pas été déclinés État par État.
- Le soutien apporté aux initiatives locales par l'UE est plus conséquent que jamais. Le principal défi à long-terme reste de veiller à ce que chaque État membre s'approprie les objectifs en matière d'énergies renouvelables comme en matière d'émissions énoncés à l'échelle européenne pour 2030 malgré l'absence d'objectifs contraignants à l'échelle de chaque État-membre et de créer les conditions pour que la transition énergétique serve aussi le savoir faire technologique de l'industrie européenne.

Introduction

En 2014, les énergies renouvelables (EnR) ont fourni près de la moitié (45%) des nouvelles capacités de production d'électricité ajoutées dans le monde. Selon l'AIE (Agence internationale de l'énergie), elles en fourniront plus de la moitié dans les 5 années à venir. D'ici à 2020, les EnR devraient ainsi fournir plus de 26% de l'électricité produite. La croissance enregistrée ces dernières années est loin d'être imputable aux seules économies avancées puisque 40% de cette croissance sont à mettre au crédit d'un seul pays, la Chine. Dans le même temps, l'électricité – qui ne satisfait pour l'heure que 20% de l'énergie consommée - connaît une forte croissance. La demande en la matière a doublé depuis 1990 et devrait croître de 50% d'ici à 2030.

Pour autant, les énergies renouvelables ne jouent qu'un rôle mineur dans le mix énergétique à l'échelle mondiale. En 2015, elles n'ont satisfait que 15% de la demande, un chiffre qui tombe à moins de 2% si l'on s'en tient à l'énergie solaire. Le charbon demeure bon marché, aisément accessible dans plusieurs pays et son concurrent direct est moins l'une des énergies renouvelables que le gaz.

La construction européenne est depuis ses débuts étroitement liée aux enjeux énergétiques, comme en témoigne le rôle joué par la Communauté européenne du charbon et de l'acier (CECA) ou par Euratom dans l'établissement des premières solidarités concrètes entre les États fondateurs. De même, la libéralisation du secteur de l'énergie a conduit, entre autres, à renforcer les interdépendances entre les réseaux des États membres pour que le marché européen de l'énergie ne soit pas entravé par des goulets d'étranglement. En somme, même si les États membres hésitent à transférer au niveau européen leurs prérogatives dans un domaine aussi stratégique (il a fallu attendre le traité de Lisbonne pour que l'énergie fasse l'objet d'un chapitre spécifique dans les traités), le secteur énergétique est au cœur du processus d'intégration européenne.

Le renouvellement de la Commission européenne en 2014 a comporté un changement de gouvernance avec notamment la nomination de 7 vice-présidents couvrant plusieurs portefeuilles de commissaires. À la nomination d'un vice-président en charge de l'Union pour l'énergie (Maroš Šefčovič) s'est ajoutée une fusion des deux Directions générales en charge, l'une du changement climatique, l'autre de l'énergie sous l'autorité de Miguel Arias Cañete, Commissaire pour l'action pour le climat et l'énergie.

Pour l'heure, l'Union de l'énergie (présentée par le Président Juncker comme l'une des dix priorités de son mandat) est davantage proclamée que réalisée. La relation avec la Russie, le rôle des énergies fossiles, le rôle du nucléaire, le marché carbone, l'opportunité de créer des marchés de capacité sont autant de sujets sur lesquels les États-membres ont encore des vues distinctes.

Dans ce contexte, l'objectif de cette note est de dresser un bref état des lieux de la mise en œuvre de la Directive de 2009 sur les EnR, de mettre en évidence les évolutions du cadre européen observées en 2015 et d'actualiser les données concernant le rôle joué par les acteurs infra-étatiques.

Évolutions de la politique européenne en matière d'énergies renouvelables

Mise en œuvre de la Directive sur les énergies renouvelables. État des lieux début 2016

L'objectif affiché pour 2020 (un mix énergétique comprenant une part de 20% d'EnR) devrait être atteint à l'échelle de l'UE. En juin 2015, la Commission européenne a publié le rapport sur les progrès accomplis vers la réalisation des objectifs fixés pour 2020 en matière d'énergies renouvelables. Avec une part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie qui s'établit, selon les projections, à 15,3 % en 2014, l'UE paraît assurée d'atteindre cet objectif. 25 États membres devraient atteindre leurs objectifs nationaux pour 2013/2014. Selon les projections, la part d'énergie d'origine renouvelable dans le secteur des transports serait de 5,7 % en 2014.

Dans son rapport de 2014, l'Agence européenne de l'environnement confirme que les objectifs européens devraient être atteints. Elle constate également que la consommation d'énergie a diminué au cours des 9 années écoulées. Les émissions de GES ont été réduites de 19% par rapport à 1990 si bien que l'objectif de 20% devrait être atteint avant l'heure. La crise économique et financière de 2008 et la chute de la production industrielle qui a suivi expliquent une partie de ce succès. Selon l'AEE, la chute des émissions constatées entre 2005 et 2011 sont à attribuer à hauteur de 30% à la crise, à hauteur de 40- 50% au développement des EnR, à hauteur de 10-20% à l'amélioration de l'efficacité énergétique, à hauteur de 10-20% au marché du carbone¹.

Ce bilan intermédiaire doit toutefois être nuancé. D'une part, le calendrier a été conçu à l'origine de sorte que les progrès les plus importants soient réalisés dans les dernières années de la période s'étalant jusqu'à 2020. D'autre part, les performances varient de manière significative d'un État à l'autre. L'objectif global sera probablement atteint grâce à quelques États-membres dont les performances dépasseront les objectifs énoncés, notamment la Suède, le Danemark ou encore la Lituanie. En revanche, d'autres États risquent fort de ne pas atteindre leurs objectifs, notamment la France et le Royaume-Uni.

En outre, la Commission se fonde sur des données datant de 2013 et ne s'appuie sur des données de 2014 que pour les progrès réalisés par l'UE dans son ensemble. Des données désagrégées à l'échelle des États-membres feraient probablement apparaître des résultats moins satisfaisants pour certains États membres. Au cours de l'année 2014, les modifications législatives ont en effet provoqué un arrêt soudain de la mise en service des installations dans certains États-membres (cas du photovoltaïque en Espagne).

Des dysfonctionnements perdurent sur le marché. Ajouté à une chute de la demande imputable à la crise économique, le développement des énergies renouvelables intermittentes et subventionnées en-dehors du marché a généré des surcapacités et un effondrement des prix sur le marché de gros. De nombreuses centrales thermiques ont en conséquence dû être fermées. 21 GW de centrales à gaz ont ainsi été éliminés au cours de la seule année 2013, soit près de 5 % des capacités de production thermique au sein de l'Union européenne. Dans le même temps, les prix ont augmenté dans plusieurs pays en raison du financement des mécanismes de soutien aux EnR et des investissements dans les réseaux².

S'agissant des enjeux économiques et sociaux, la valeur ajoutée brute générée par l'industrie des EnR atteint désormais 94 milliards €, soit environ 0,7% du PNB de l'UE. Le secteur emploie environ 2 millions de personnes. La moitié (48%) de cette valeur ajoutée et de l'emploi renvoie

¹ Capgemini (2014) European Energy Markets Observatory, 16th Edition, October 2014

² «Energy prices and costs report», Commission Staff Working Document, mars 2014.

directement au secteur des EnR tandis que l'autre moitié (52%) bénéficie à des secteurs liés à ce dernier. Les principaux contributeurs à la valeur ajoutée brute sont la biomasse puis le photovoltaïque puis l'éolien³.

Des systèmes d'aide qui restent variés

La Directive de 2009 sur les énergies renouvelables (2009/28/EC) avait introduit pour la première fois des objectifs contraignants adaptés à chaque État membres. Si l'objectif européen d'ici à 2020 est de 20%, chaque pays s'est vu reconnaître un objectif spécifique allant de 10% (dans le cas de Malte) à 49% (dans le cas de la Suède). Un objectif de 10% fut en outre ajouté pour le secteur des transports, celui-ci commun à tous les États-membres.

À l'échelle de l'Union, plusieurs types de soutien ont été introduits : tarifs d'achat (FIT), primes d'achat (FIP), quotas avec certificats verts, prêts, subventions, incitations fiscales, appels d'offres. Certains pays comme la France, l'Allemagne ou l'Espagne ont associé plusieurs de ces dispositifs en fonction des types d'énergie ou de la taille des installations. Surtout, le fait frappant est l'évolution qu'ont connue les législations depuis 2009. Le Royaume-Uni a ajouté 39 GW de capacité d'éolien offshore supplémentaire d'ici à 2030 avant de remettre en cause une grande partie des dispositifs de soutien aux EnR. En Italie, le soutien généreux apporté au secteur photovoltaïque a provoqué une forte croissance des installations avant que la révision à la baisse rétroactive de la politique de soutien conduise à une brutale interruption de la montée en puissance du photovoltaïque. D'autres pays ont décidé d'une révision à la baisse rétroactive des soutiens apportés, notamment la République tchèque, la Grèce ou encore l'Espagne. L'innovation technologique a également conduit à réviser les dispositifs, la chute du prix des panneaux solaires invitant à une refonte des tarifs d'achat dans le photovoltaïque.

Au final, la diversité continue de prévaloir en Europe en ce qui concerne les systèmes de soutien. La tendance à l'œuvre est néanmoins celle d'une montée en puissance du système des primes d'achat dont le mécanisme permet de tenir compte des dynamiques du marché ou encore les appels d'offres qui permettent de guider le déploiement d'une technologie spécifique.

Le cadre européen pour 2030

Des objectifs ambitieux ?

Si l'UE a joué un rôle majeur dans la mise en œuvre de la transition énergétique dans plusieurs États-membres (notamment à travers le paquet 3x20 en 2008), elle joue un rôle secondaire dans les négociations internationales sur le climat. Dans la préparation et les négociations de la COP 21 de décembre 2015, elle a ainsi tenu un rôle mineur. Les désaccords entre États-membres et plus précisément leur incapacité à s'entendre avant la COP sur les objectifs de chaque pays en vue de réduire de 40 % les émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2030 en Europe sont ici en cause.

Pourtant, le cadre européen continue de jouer un rôle important dans la mise en œuvre des énergies renouvelables. Début 2015, la Commission européenne a proposé une Union de l'énergie avec cinq volets prioritaires : la sécurité énergétique, le marché intérieur de l'énergie, l'efficacité énergétique, la décarbonisation de l'économie et la recherche et l'innovation. Dans ce contexte, l'essor des renouvelables est jugé important car "il contribue à atteindre tous les objectifs" de cette Union : sécurité des approvisionnements, soutenabilité, diminution des coûts, création d'emplois.

³ Mario Ragwitz, "The ambition level of the 2030 target for renewables" Intervention au cours du Workshop: *Implementing the EU 2030 climate and energy framework: a closer look at renewables*, CEPS, 18.03.2015, Bruxelles.

Le cadre législatif en vigueur avait été défini en 2009 avec l'adoption de la Directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables⁴. Pour la période postérieure à 2020, le Conseil européen a adopté l'objectif de 27% d'EnR d'ici à 2030 (avec une réduction des émissions de GES de 40%) et une amélioration de l'efficacité énergétique de 27%.

Ces objectifs sont-ils suffisamment ambitieux ? Selon une étude de l'Institut Fraunhofer, le cadre nouveau ne devrait pas avoir un impact macro-économique majeur. L'ambition affichée ne doit néanmoins pas être sous-estimée compte-tenu des capacités de production installées avant 2010 et qu'il faudra renouveler. En outre, les financements disponibles n'ont jamais été aussi significatifs, notamment grâce à la politique de cohésion qui contribue avec d'autres programmes européens, d'autres financeurs (Banque européenne d'investissement) et les réseaux de villes à la multiplication des initiatives innovantes locales.

Tableau 1. Objectifs de l'UE pour 2020 et 2030

Énergies renouvelables	Accroître la part des énergies renouvelables dans l'énergie consommée à 20% d'ici à 2020, à 27% d'ici à 2030
Changement climatique et décarbonisation	Réduction de 20% des gaz à effet de serre par rapport à 1990 d'ici à 2020, de 40% par rapport à 2030
Efficacité énergétique	Réduire la consommation d'énergie primaire de 20% d'ici à 2020, de 27% d'ici à 2030 (objectifs non contraignants)

Dans son rapport sur les progrès accomplis vers la réalisation des objectifs fixés pour 2020 en matière d'énergies renouvelables, la Commission souligne l'importance d'objectifs contraignants : "a binding target has been the key driver for renewable energy capacity development in those member states that were previously less striving to develop their renewable energy potential". Or, un tel mécanisme est précisément absent du cadre politique retenu pour la période postérieure à 2020. Les États membres n'ont en effet pas les mêmes approches de la mise en œuvre des objectifs à horizon 2030. L'Allemagne et le Portugal avaient suggéré un mécanisme rigoureux de suivi des pays afin d'assurer le succès de l'ambition européenne⁵ tandis que d'autres (le Royaume-Uni et la République tchèque notamment) soulignaient la nécessité d'une approche flexible⁶. Entre l'échelon européen et l'échelon national, le niveau régional (sous la forme de coopérations en plusieurs États-membres) pourrait se voir confier un rôle nouveau.

En novembre 2015, le Conseil a ainsi sollicité de la part de la Commission des propositions permettant d'atteindre les objectifs 2030 à l'aide de coopérations régionales et suggérait que les plans nationaux soient définis dans le contexte de coopérations régionales. En juin 2015, le forum pentagonal de l'énergie – une initiative intergouvernementale fondée par 7 États-membres – suggéra de doter les coopérations régionales "d'un cadre politique stable et de règles de gouvernance"⁷.

De fait, la littérature sur la lutte contre le changement climatique détaille les vertus d'une gouvernance macro-régionale (Ostrom, 2014). La coopération informelle entre acteurs volontaires permettrait le pragmatisme, l'échange de bonnes pratiques, la transparence et au final une garantie de succès. Demeure néanmoins le risque qu'un ou plusieurs acteurs s'investissent moins que les

⁴ Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE (Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE)

⁵ Teffer, P. (2015). Germany wants "robust and reliable" climate monitoring. EU Observer. 19 January 2015. [hMp://bit.ly/1CJOgDy](http://bit.ly/1CJOgDy)

⁶ UK and Czech Republic non-paper. European Governance of EU Energy Policy Goals. 8 January 2015. [hMp://bit.ly/1kHSQyU](http://bit.ly/1kHSQyU)

⁷ Pentalateral Energy Forum. (2015). Second Political Declaration of the Pentalateral Energy Forum of 8 June 2015. [hMp://bit.ly/1YcorYh](http://bit.ly/1YcorYh)

autres dans les démarches préalablement agréées, que les actions retenues ne soient pas les plus efficaces et qu'au final la somme des efforts accomplis soit modeste au regard des objectifs initiaux.

Le cadre nouveau de la politique de concurrence

L'année 2014 aura vu un glissement vers la DG concurrence de la définition du cadre pour le soutien aux EnR⁸. La Commission européenne a en effet adopté cette année-là de nouvelles règles concernant les aides publiques dans le domaine de la protection de l'environnement et de l'énergie. Plusieurs volets de la politique énergétique sont concernés par cette révision des aides d'État, notamment les énergies renouvelables. L'idée maîtresse des nouvelles règles (qui s'appliqueront du 1er juillet 2014 à la fin de 2020) est de réduire les soutiens apportés à ces énergies afin de limiter les distorsions de concurrence avec les autres énergies disponibles sur le marché.

Selon M. Joaquín Almunia, vice-président de la Commission chargé de la politique de concurrence : « l'heure est venue pour les énergies renouvelables d'entrer sur le marché. Les nouvelles lignes directrices fournissent un cadre qui permet aux pouvoirs publics d'introduire, de manière progressive et pragmatique, des mesures d'aide plus efficaces qui tiennent compte des réalités du marché. L'Europe doit atteindre ses objectifs ambitieux en matière d'énergie et de climat au coût le moins élevé possible pour les contribuables et sans fausser indûment la concurrence au sein du marché unique. Cela contribuera à rendre l'énergie plus abordable pour les entreprises et les citoyens européens ».

L'un des constats établis par la Commission est en effet que les soutiens apportés à la croissance des énergies renouvelables ont généré des distorsions du marché et une hausse des coûts pour les consommateurs. Les nouvelles lignes directrices prévoient notamment l'introduction progressive de procédures de mise en concurrence pour l'octroi des aides publiques tout en laissant aux États membres une marge de manœuvre. Une phase pilote étalée sur 2015 et 2016 doit leur permettre de tester ces procédures de mise en concurrence sur une petite partie de leur nouvelle capacité de production d'électricité. Les lignes directrices prévoient aussi le remplacement progressif des prix fixes de rachat par des primes de rachat, qui rendent les sources d'énergie renouvelables sensibles aux signaux du marché. Les petites installations seront soumises à un régime spécial et pourront encore bénéficier d'un soutien sous la forme de prix de rachat ou d'autres mesures équivalentes. L'énergie citoyenne devrait ainsi être préservée des implications de ce nouveau cadre. En outre, les nouvelles règles n'affecteront pas les installations déjà en place.

Création d'une réserve de stabilité du marché

L'effondrement du marché carbone ayant pénalisé la décarbonisation de l'économie, l'UE a par ailleurs adopté des mesures permettant de le relancer. Fin 2015, le Conseil a ainsi approuvé la création d'une réserve de stabilité du marché (MSR) pour le système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (SEQUE) de l'UE. Lorsqu'au cours d'une année donnée, le total de quotas d'émission dépassera un certain seuil, un pourcentage de quotas sera automatiquement retiré du marché et placé dans la réserve. Dans le cas contraire, les quotas seront prélevés de la réserve pour être remis sur le marché.

Le déséquilibre entre l'offre et la demande de quotas observable au cours des années passées devrait ainsi se réduire. Les prix des quotas devraient augmenter, renforçant d'autant les incitations à investir dans des technologies à faible émission de carbone. Cette réserve de stabilité du marché

⁸ Communication de la Commission européenne, lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020

sera créée en 2018 et opérationnelle à partir du 1er janvier 2019. Les quotas "gelés" (à savoir les 900 millions de quotas dont la mise aux enchères a été reportée de la période 2014-2016 jusqu'en 2019 ou 2020) seront placés dans la réserve. Les quotas non alloués dans le cadre de la phase 3 du SEQE de l'UE seront placés dans la réserve en 2020. La création de la réserve de stabilité du marché constitue la première étape d'un réexamen plus large du SEQE de l'UE proposé cette année par la Commission.

Des débats encore non tranchés

Énergies renouvelables et lutte contre le changement climatique

Le lien entre développement des énergies renouvelables et la lutte contre le changement climatique est établi mais gagnerait à être précisé. L'essor des EnR a eu jusqu'à ce jour un impact négligeable sur les émissions globales. Les implications environnementales de la valorisation de la biomasse restent notamment sujettes à débat. La Commission européenne considère avoir pris les initiatives nécessaires pour s'assurer que la montée en puissance des bioénergies ne s'opère pas au détriment de l'environnement. Des critères de durabilité ont été définis dans la directive sur les énergies renouvelables, adoptée en 2009. Pour les biocarburants, les critères correspondants sont établis dans la directive sur la qualité des carburants.

Une Communication de la Commission de 2010⁹ expose les modalités possibles, dans la pratique, de l'application aux biocarburants des critères de durabilité. N'ayant pas de caractère contraignant, elle est conçue pour aider les États membres et faciliter une mise en œuvre cohérente des critères de durabilité. Elle est accompagnée d'une communication sur les régimes volontaires et les valeurs par défaut ainsi que par des lignes directrices de la Commission pour le calcul des stocks de carbone dans les sols. Ces critères de durabilité ont été adoptés sur la base de l'article 95 (marché intérieur) du traité CE. Par conséquent, les États membres ne peuvent adopter de critères supplémentaires ni exclure un biocarburant sur la base d'autres motifs de durabilité que les critères de durabilité fixés dans la directive.

La Commission européenne s'est cependant résolue à modifier son approche concernant les agrocarburants. Dans une Communication diffusée début 2013, elle avait précisé que la législation ne souffrait pas de lacunes en matière de protection de l'air, des sols, de l'eau, les agrocarburants étant des produits issus de productions agricoles. Or, les normes environnementales sont déjà garanties par la PAC (Politique agricole commune). Concernant les droits d'utilisation des terres (conflits d'usage), il lui paraissait trop tôt au niveau international pour certifier que la montée en puissance des biocarburants ait eu un impact sérieux. Certes, les prix des céréales ont eu tendance à augmenter ces dernières années mais la responsabilité des biocarburants n'est pas établie.

Néanmoins, les doutes furent jugés suffisants au mois d'octobre 2012¹⁰ pour que la Commission présente des propositions visant à modifier la législation en vigueur sur les biocarburants. En avril 2015, le Parlement européen se prononça à une large majorité pour un plafonnement des agrocarburants dits de « première génération » (produits à base de cultures alimentaires comme le colza, le soja ou le maïs) à 7 % du total des carburants utilisés dans le secteur des transports (la Commission proposait initialement le taux de 5%, le Parlement européen celui de 6%).

Pour la première fois, un plafond restreignant le développement des agrocarburants a ainsi été introduit. D'autres initiatives du même type pourraient suivre. Aucun critère de durabilité et

⁹ Communication de la Commission sur la mise en œuvre concrète du régime de durabilité de l'UE pour les biocarburants et les bioliquides et sur les règles de comptage applicables aux biocarburants, Commission européenne, Bruxelles.

¹⁰ L'utilisation d'une partie de la production de colza pour faire du biodiesel, par exemple, reporte la demande alimentaire sur d'autres huiles végétales et peut donc provoquer le déboisement de terres en Afrique ou en Asie pour y cultiver du palmier à huile, entraînant une perte d'écosystèmes captant le dioxyde de carbone (CO₂).

d'éligibilité des biocarburants n'a été pris en compte pour remplir l'objectif de 10 % d'énergies renouvelables dans les transports. Les producteurs doivent simplement déclarer à la Commission européenne les émissions de gaz à effet de serre liées au CASI (Changement d'affectation des sols indirect). Les "biocarburants avancés" jugés le plus souvent comme plus vertueux que les biocarburants de première génération sont également contestés à certains égards. Ils peuvent en effet avoir les mêmes impacts que les biocarburants de la première génération, en conduisant notamment à la multiplication de cultures dédiées.

S'agissant de la biomasse forestière, les conflits d'usage s'intensifient à mesure qu'elle est sollicitée par les réseaux de chaleur. Une étude de 2013 du JRC (Joint Research Centre) stipulait que l'idée répandue selon laquelle le bilan carbone de la biomasse est neutre « relève (notamment pour la récolte de bois dédié à la production d'énergie) davantage d'une analyse comptable statique et incomplète que de la réalité physique » (Agostini, 2013). À titre d'exemple, les émissions comptabilisées sont celles qui surviennent lors du prélèvement de la ressource tandis que celles occasionnées à d'autres étapes (transport, combustion) sont, elles, ignorées. Or, celles-ci sont supérieures dans le cas de la biomasse à celles émises par les énergies fossiles (par unité d'énergie produite). En 2012, un rapport de l'Agence européenne de l'environnement avait également émis des doutes sur la neutralité du bilan carbone de la valorisation de la biomasse.

En théorie, le conflit d'usage n'est pas avéré. Moins de la moitié de l'accroissement naturel de la forêt européenne est exploité chaque année de sorte que les tensions sur la ressource paraissent non avérées. En France, le massif forestier a augmenté de moitié depuis 1950 et les mesures prises pour valoriser le potentiel se succèdent à l'échelle nationale (fonds pour la mobilisation de la biomasse) comme à l'échelle locale.

Le bilan carbone de la valorisation de la biomasse est par ailleurs affecté par les quantités de carbone stockées dans le sol et « libérées » par la mise en culture de surfaces jusque-là laissées en jachère (sans même s'interroger sur les conséquences de cette mise en culture en matière de biodiversité). L'exploitation des ressources forestières crée par ailleurs une dette carbone (les arbres replantés n'ayant pas les mêmes capacités d'absorption que les arbres plus anciens prélevés). Ce constat est particulièrement important dans le cas européen puisque l'échéance retenue (2020) est trop proche pour arguer que les arbres replantés pourraient exercer le même effet sur la captation de carbone que les arbres prélevés. Enfin, l'alimentation de chaufferies bois implique une mobilisation importante de camions qui ne sont pas sans effet sur le bilan carbone de la biomasse.

Vers la fin des soutiens aux énergies renouvelables ?

L'innovation technologique conduit à une baisse sensible du coût des énergies renouvelables. Les conséquences de la baisse prononcée du prix du panneau solaire peuvent notamment s'apprécier à la lumière du plus grand projet photovoltaïque européen, initié à Cestas (Aquitaine) en 2015. Avec une puissance installée de 300 mégawatts (MW), répartis en 25 centrales sur 300 hectares, il s'agira du parc photovoltaïque le plus productif par rapport à la surface occupée en Europe. Les technologies retenues ont permis de réduire les coûts et de maximiser l'utilisation du foncier. L'électricité produite sera vendue à EDF au tarif de 105 €/ MWh, loin des 300 euros qui avaient été convenus avec les pouvoirs publics lors d'une précédente initiative avortée en 2010¹¹.

La révision des mécanismes de soutien dans la foulée de la modification du régime d'aides d'État n'a pas clos le débat sur leur coût. Pour certains, ces révisions augurent d'une disparition progressive des subventions jusqu'à ce que les technologies soient suffisamment matures pour se voir confrontées aux règles du marché. Pour d'autres, la montée en puissance des renouvelables

¹¹ "Neoen lance en Gironde le plus grand parc solaire d'Europe". In: *Les Echos*, 6 novembre 2014.

initie au contraire un cycle dans lequel les prix vont être durablement sous pression, nécessitant de repousser sans cesse à plus tard leur intégration pleine et entière au jeu du marché (Hirth, 2014). Cette thèse s'appuie sur le fait que la progression des EnR devrait déprimer toujours davantage les prix de gros de l'électricité et donc différer la rentabilité de ces dernières. Au final, les subventions resteront nécessaires et risquent de devenir "un élément permanent de la scène budgétaire européenne" (Helm, 2015).

Un secteur industriel en restructuration

La crise de 2008 ajoutée à la progression des EnR ont mis sous pression plusieurs industriels européens. Les centrales européennes au gaz ont fermé l'équivalent de 51 GW de production (un chiffre qui équivaut à la production combinée de la Belgique, de la République tchèque et du Portugal). Les grandes entreprises énergétiques sont pénalisées par le fait qu'elles ont négligé le secteur des énergies renouvelables dans lequel ont pris pied de nouveaux acteurs (PME, municipalités, associations de citoyens). Plusieurs se sont engagées dans une restructuration impliquant notamment la séparation de leurs activités fossiles, à l'instar d'E.ON, de RWE ou encore de Vattenfall qui souhaite se désengager à terme de toute activité dans le charbon. Au final, c'est l'ensemble du paysage industriel du secteur de l'énergie qui se recompose avec de fortes incidences sur le tissu économique de certaines régions et le risque de voir certains énergéticiens majeurs fusionner ou disparaître à moyen-terme.

D'un autre côté, les avancées technologiques laissent augurer d'importantes retombées sur l'emploi industriel dans le secteur des EnR. L'un des défis pour le législateur européen consiste ici à s'adapter aux évolutions technologiques successives tout offrant aux investisseurs une visibilité à moyen-terme. À ce titre, le débat ouvert par le groupe Apollo sur l'écart entre le soutien apporté à la demande en énergies renouvelables d'une part et le soutien à l'innovation technologique d'autre part est promis à durer (King et al., 2014). À l'échelle mondiale, la recherche publique consacrée aux EnR ne correspond qu'à 6% de la recherche publique dans son ensemble, soit 6 milliards USD. Le chiffre est à rapprocher des 101 milliards dépensés pour soutenir la demande, sans parler des subventions aux énergies fossiles qui s'élèvent, elles, à 550 milliards. S'agissant de l'Union européenne, les investissements nécessaires sont conséquents mais freinés par l'effondrement des prix sur le marché de gros, le retour incertain sur investissement en matière d'isolation thermique et le manque de visibilité sur le marché du carbone

Le soutien apporté par l'UE aux initiatives locales

Une prise de conscience des risques des élus locaux ?

L'activisme des élus locaux en matière de lutte contre le changement climatique (et reconnu à travers 2 mentions du rôle des villes dans le texte final de la COP21) s'appuie sur un constat : les répercussions du réchauffement sont de plus en plus perceptibles. Un rapport de l'Agence européenne de l'environnement (2012) dresse les principaux risques auxquels les villes européennes sont confrontées, notamment en matière de phénomène pluvieux exceptionnels. Des villes comme Paris, Thessalonique, Bucarest, Barcelone sont ainsi exposées aux inondations du fait – entre autres – que les $\frac{3}{4}$ de leur périmètre est recouvert d'un sol imperméable freinant l'écoulement des eaux de pluie. En 2011, Copenhague connut de fortes inondations en raison d'installations de gestion des eaux inadaptées à des pluies torrentielles. Au-delà des inondations, la récurrence d'îlots de chaleur, des phénomènes climatiques violents, des périodes de sécheresse font partie des risques encourus par les villes européennes du fait du changement climatique.

Le soutien fourni par la politique de cohésion

Le soutien alloué au titre de la politique de cohésion aux énergies renouvelables n'a cessé de croître au cours des années passées (Cour des comptes européennes, 2014). Au cours de la période 2000-2006, il était de 600 millions, de 4,7 milliards pour la période 2007–13 (27 milliards avaient été fléchés vers la transition à une économie bas-carbone qui inclut le soutien aux énergies renouvelables) puis de pour la période 2014-2020.

Pour la période 2014-2020, un pourcentage minimal doit être consacré à une économie bas-carbone (20% dans les régions les plus développées, 15% dans les régions en transition, 12% dans les régions les moins avancées). En mai 2015, la Commission a par ailleurs initié (via le Joint Research Centre –JRC) la plate forme de spécialisation intelligente consacrée à l'énergie dont la vocation est d'assister les régions et les États-membres à mieux valoriser les fonds structurels pour la transition énergétique. L'idée est de mettre à disposition des bénéficiaires des fonds européens un espace d'échanges d'informations et de bonnes pratiques.

La Cour des comptes européenne a sur la base de l'audit de quelques projets identifié plusieurs lacunes. Les obstacles les plus courants observés sont le manque d'intégration des EnR dans les réseaux, ces derniers n'étant pas toujours adaptés à l'injection d'une électricité d'origine renouvelable et/ou gérés de manière transparente. À l'inverse, des cas de bonnes pratiques ont été recensés. Par exemple, en Autriche les porteurs de projets bénéficient d'une mise à disposition de règles précises et claires. Tous les réseaux de chaleur à base de biomasse de plus de 400 kW et/ou dépassant la longueur d'1 kilomètre doivent suivre une procédure spécifique pour laquelle une base de données est disponible. Une plate-forme d'assistance technique est ainsi disponible qui permet d'optimiser les choix technologiques et qui reprend les données de plus d'une centaine de centrales fonctionnant déjà à base de biomasse dans le pays.

Les autres types de soutien aux collectivités locales.

Au cours de la période 2007-2013, d'autres programmes ont apporté leur concours : European Energy Programme for Recovery, Intelligent Energy Europe ou encore la politique de recherche. Les réseaux transnationaux jouent également un rôle précieux en matière d'échanges de bonnes pratiques. Les principaux sont Climate Alliance, Energie-Cités, Cities for Climate Protection et la Convention des Maires initiée en 2008 par l'Union européenne. Toute ville adhérente (6 000 étaient enregistrées en 2015) s'engage à réduire les émissions de gaz à effet de serre plus rapidement que prévu à l'échelle de l'UE.

En octobre 2015, les villes adhérentes se sont engagées à réduire leurs émissions de 40% d'ici à 2030. Un nouvel accord refondant la Convention a été adopté qui permet d'associer les deux thématiques de l'atténuation du changement climatique et de l'adaptation à ce dernier. Les villes s'engagent par ailleurs à remettre tous les 2 ans à la Commission européenne un état des lieux des risques climatiques les concernant. Certaines villes s'avèrent néanmoins réticentes à rendre ces travaux publics, craignant des conséquences négatives sur leur notation ou sur leurs tarifs d'assurance.

Un nombre croissant d'initiatives

À l'échelle mondiale, un nombre croissant de villes s'engage à réduire leurs émissions de GES. Sur la base d'une étude de 162 grandes villes, CDP and AECOM, constatent en 2015¹² que les villes latino-américaines et européennes sont les plus ambitieuses en matière de mise en œuvre des

¹² <https://www.cdp.net/en-US/News/CDP%20News%20Article%20Pages/how-green-is-your-city.aspx>

énergies renouvelables. Parmi les grandes villes, Santa Monica, San Francisco et Stockholm ont l'ambition d'avoir un mix énergétique composé à 100% d'énergies renouvelables, un objectif que des villes comme Aspen ou Colorado aux États-Unis ont déjà atteint. Stockholm envisage de ne plus dépendre des énergies fossiles d'ici à 2040.

Logiquement, les villes de petite taille sont plus nombreuses à afficher des objectifs ambitieux que les grandes villes. En outre, à l'échelle de leur région, des phénomènes de mimétisme (ou d'émulation) s'observent, ce qui explique les concentrations de bonnes pratiques à l'échelle de certains territoires (en Allemagne par exemple). Les grandes villes adoptent le plus souvent une approche différente se focalisant sur une technologie ou un aspect spécifique (le photovoltaïque par exemple). Dans plusieurs pays, l'activisme des villes a conduit à des changements législatifs significatifs. Ainsi, la législation instituée par Barcelone sur le solaire thermique imposé dans les nouvelles constructions a inspiré d'autres villes en Espagne et en Europe. Les ambitions de Ljubljana ont ainsi induit une réflexion à l'échelle nationale en Slovénie sur la législation à adopter en matière de réseau de chaleur.

En termes de financement, les difficultés budgétaires des États ont conduit les acteurs infra-étatiques à solliciter plus que jamais les fonds européens (dans les pays du sud de l'Europe, une large partie des investissements publics découlent désormais des fonds structurels), la BEI (cas de Milan pour un programme de renforcement de l'efficacité énergétique des bâtiments publics et pour la mise en place d'un réseau de chaleur).

Malgré des conditions moins favorables qu'en zone rurale, les villes investissent dans la production d'énergies renouvelables (éoliennes à Amsterdam (NL) et les partenariats public-privé se développement (cas de l'île de Certosa à Venise). Le réseau de chaleur particulièrement répandu dans l'Europe nordique et en Europe centrale tend à se diffuser (à Amsterdam par exemple) ou est modernisé (les réseaux de Varsovie et de Łódź en Pologne sont désormais alimentés en partie par de la biomasse agricole).

Les cas de communes ou de régions affichant l'ambition de ne plus compter que sur les énergies renouvelables se multiplient. En Italie, la seule province de Bolzano réunit la moitié des communes italiennes dites 100% renouvelables. En Autriche, l'électricité consommée par la région la plus vaste (Basse Autriche) est en 2015 100% renouvelable. Copenhague au Danemark a des émissions de CO₂ par habitants de 2.8 tonnes/an (comparé à 7,3 tonnes en moyenne dans l'UE). La ville ambitionne d'être la première capitale au monde à avoir un bilan carbone neutre (d'ici à 2025 quand le gouvernement danois a la même ambition pour le pays d'ici à 2050). Le principal levier est dans ce cas (comme dans le cas de plusieurs autres villes scandinaves) le réseau de chaleur et de froid auquel est connecté la quasi-totalité des ménages. La centrale de cogénération de Copenhague est alimenté à 53% par de la biomasse. 4% des besoins en électricité de la ville sont couverts par un parc éolien situé dans le port, lequel est géré par une coopérative dont une moitié du capital est détenue par la ville, l'autre moitié par 9 000 petits actionnaires. La ville ambitionne de produire la moitié de son électricité grâce à l'énergie éolienne d'ici à 2020 et a fait des provisions pour construire à moyen-terme une centaine d'éoliennes on et off-shore.

De nombreuses autres villes ont d'ores et déjà atteint des objectifs plus ambitieux que leur État de référence. Bristol consomme 20% de moins d'énergie par habitant que la moyenne des 8 villes principales britanniques (Londres exceptée). 15% de l'électricité consommée est d'origine renouvelable et elle est la première municipalité à être propriétaire de 2 éoliennes (ainsi qu'une centrale approvisionnée par de la biomasse forestière).

Cet activisme des autorités locales mérite néanmoins d'être nuancé. D'une part, il peut certes conduire à des changements de législation mais aussi à des tensions avec l'État central. Ainsi, les

autorités de Växjö (en Suède) déplorent que les villes ne soient pas autorisées à imposer des règles plus strictes que la législation nationale en matière d'efficacité énergétique. D'autre part, les législations nationales et les tarifs d'achat sont appelés à jouer un rôle majeur dans la croissance des énergies renouvelables, relativisant ainsi la marge de manœuvre des autorités locales. Enfin, les défis induits par la montée en puissance des énergies renouvelables en matière d'acceptabilité, de gestion des sols, de préservation de la biodiversité laissent à penser que les politiques les plus vertueuses naîtront moins d'initiatives locales isolées que d'interactions fructueuses entre les différents niveaux de gouvernance et les différents secteurs.

Conclusion

Le rôle mineur tenu par l'Union européenne dans les négociations climatiques internationales ne saurait occulter le fait que la législation européenne couvre tous les champs liés au changement climatique et a structuré la transition énergétique dans une grande partie des États-membres.

Le soutien apporté aux initiatives locales a également été conséquent et l'UE agit ici par le biais des financements comme par celui des réseaux transnationaux. Le principal défi à long-terme reste de veiller à ce que chaque État membre s'approprie les objectifs en matière d'énergies renouvelables comme en matière d'émissions énoncés à l'échelle européenne pour 2030 malgré l'absence d'objectifs contraignants à l'échelle de chaque État-membre et de créer les conditions pour que la transition énergétique serve aussi le savoir faire technologique de l'industrie européenne.

Bibliographie

Agostini A., Giuntoli J., Boulamanti A., 2013, Carbon accounting of forest bioenergy. Conclusions and recommendations from a critical literature review. Edited by: Luisa Marelli. Bruxelles.

Cour des comptes européenne, 2014, *Cohesion policy funds support to renewable energy generation — has it achieved good results?*, Special report, Luxembourg, 2014.

EEA, *Urban adaptation to climate change in Europe. Challenges and opportunities for cities together with supportive national and European policies*, EEA Report No 2/2012.

Helm D., 2015, "Politique énergétique et climatique européenne : l'heure du changement". In : Dominique Auverlot Étienne Beecker Gaëlle Hossie, *L'Union de l'énergie*, France Stratégie, Paris.

Hirth L., 2014, *The Market Value of Variable Renewables: The Effect of Solar and Wind Power Variability on their Relative Price*. Neon Energie..

King D., Layard R., O'Donnell G., Rees M.M, Stern N., Turner A., 2014, *A global Apollo Programme to combat Climate Change*, Londres.

Ostrom, E. (2014), "A polycentric approach for coping with climate change", *Ann. Econ. Finance*, 15(1), 71- 108.

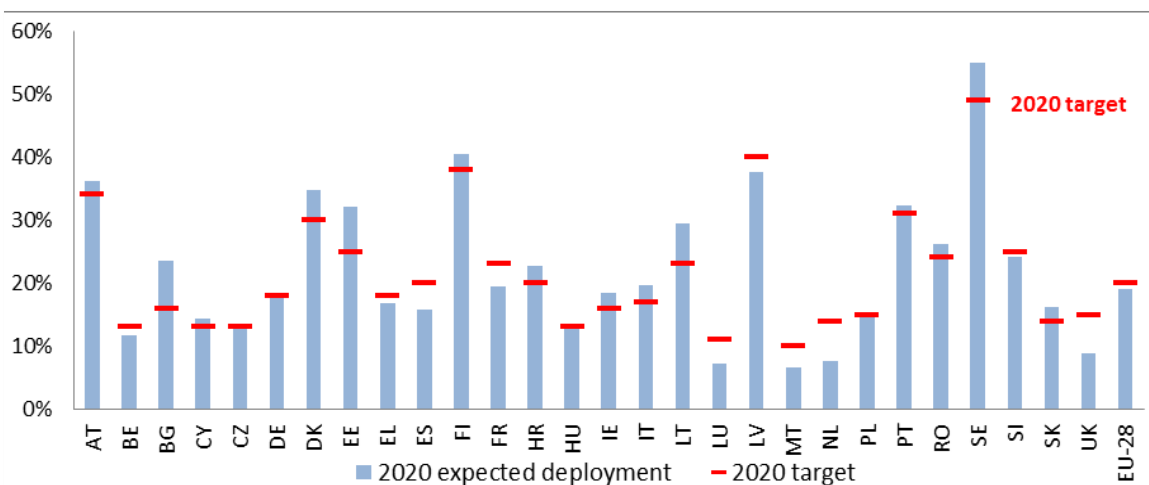
ANNEXES

Tableau 1 : Part des EnR dans la consommation finale d'énergie.

	Part des EnR en 2005 (%)	Part des EnR en 2010 (%)	Part des EnR en 2013 (%)	Objectif 2020 (%)
Autriche	23,3	30,1	32,6	34
Belgique	2,2	5,4	7,9	13
Bulgarie	9,4	13,8	19	16
Chypre	2,9	5,7	8,1	13
Rép. tchèque	6,1	9,4	12,4	13
RFA	5,8	11	12,4	18
Danemark	17	22,2	27,2	30
Estonie	18	24,3	25,6	25
Grèce	6,9	9,7	15	18
Espagne	8,7	13,8	15,4	20
Finlande	28,5	33	36,8	38
France	10,3	13,5	14,2	23
Hongrie	4,3	8,8	9,8	13
Irlande	3,1	5,8	7,8	16
Italie	5,2	10,4	16,7	17
Lituanie	15	19,7	23	23
Luxembourg	0,9	3	3,6	11
Lettonie	32,6	32,6	37,1	40
Malte	0	0,4	3,8	10
Pays-Bas	2,4	3,8	4,5	14
Pologne	7,2	9,5	11,3	15
Portugal	20,5	24,6	25,7	31
Roumanie	17,8	23,6	23,9	24
Suède	39,8	49,1	52,1	49
Slovénie	16	19,9	21,5	25
Slovaquie	6,7	9,8	9,8	14
Royaume-Uni	1,3	3,3	5,1	15
UE	8,5	-	15	20

Source : Eurostat/Commission européenne

Tableau 2 : Part des EnR dans la consommation finale d'énergie : objectifs et prévisions pour 2020.



La politique de l'éolien en Bretagne et la stratégie énergétique de Brest

François Bafoil

Synthèse

Même si la Bretagne est toujours « une péninsule électrique » en raison de sa faible production, d'importants progrès sont à relever en raison de l'adoption de stratégies volontaristes en matière d'énergie alternative, principalement la biomasse et l'éolien. Couvrant 10% de sa consommation en 2010, la production bretonne d'électricité de 2014 s'est élevée à 14% en 2014 grâce notamment à la production de 85mgw dues aux éoliennes qui a propulsé la Bretagne à la 3^{ème} place en France.

Les contraintes liées aux paysages bretons renvoient à l'attractivité touristique de la Bretagne qui repose sur une façade littorale s'étendant sur plus de 2700 kms. Sa richesse naturelle est considérable et plusieurs types de règlements cherchent à la protéger. C'est le cas de la loi Littoral votée en 2010 dont l'objectif est d'interdire toute construction isolée dans les territoires soumis à la loi afin d'éviter le mitage du territoire ; également celui de la Charte environnementale du Finistère. Or les territoires que ces textes cherchent à réguler sont les plus favorables à l'exploitation des vents par les fermes éoliennes.

Pour pallier le manque de production propre, les autorités publiques, privées et associatives bretonnes ont su répondre par une mobilisation active. En témoigne la Conférence bretonne de l'énergie et le Pacte électrique breton mis en place en 2010 qui ont su initier un grand nombre d'initiatives

Parmi ces dernières, on compte l'initiative de la commune de Beganne où 4 mâts de 140 m ont ainsi pu être financés avec le soutien de la population, témoignant ainsi d'une vaste acceptabilité sociale. Plus de 1000 citoyens y ont participé en donnant une moyenne de 2000€. Autre initiative, celle de la commune de Locminé dans le Morbihan. Cette commune qui compte 13 000 habitants a décidé d'un investissement de 14,5 m€ amortis en 8 ans et financé pour un tiers par l'ADEME pour le développement de la biomasse. L'abattoir local Floc'h a investi 8% du capital et 17 sont associées au projet. Un autre débat concerne les îles bretonnes (Glénan, Ouessant, Molène, Sein, Chausey) qui sont actuellement approvisionnées au fuel par l'opérateur unique, EDF. Le développement des alternatives liées à l'éolien, au photovoltaïque et aux hydroliennes n'a pas réussi jusqu'à aujourd'hui.

L'autre pôle est celui des énergies marines renouvelables (EMR). La Bretagne accueille la moitié des compétences en R&D et l'objectif des autorités et de faire de Brest la capitale des sciences de la mer. Elle dispose d'un grand nombre d'instituts de recherche et d'entreprises : France Energies Marines, le Pôle Mer Bretagne-Atlantique, l'ENSTA Bretagne, l'Ifremer le LEMAR et le Laboratoire des sciences de l'environnement marin, l'école navale, des écoles d'ingénieurs civil.

Un réseau fédéré de 180 entreprises, PME et grands groupes se positionnent aujourd'hui sur les EMR en Bretagne, représentant ainsi plus de 32 000 emplois. Ce réseau bénéficie de l'accompagnement de structures fédératrices, comme Bretagne Développement Innovation, l'agence de développement économique de la Région Bretagne et le cluster industriel Bretagne pôle Naval (BPN) qui fédère plus de 120 entreprises en Bretagne les filières navales, EMR et Oil & Gas. 35% de ces entreprises sont déjà tournées vers l'international.

En matière de projets, celui du parc en mer de Saint Brieucompterait 62 éoliennes, d'une capacité unitaire de 8 (MW), pour une puissance totale installée du parc de 496 MW, et une production d'énergie de 1850 GWh par an. Cela reviendrait à multiplier par 2,4 la production éolienne actuelle, ce qui correspond à la consommation annuelle de 850 000 habitants. Un autre projet concerne la Baie d'Audierne. Il consiste à concevoir, à fabriquer et à installer à l'horizon de 2018 une ferme pilote constituée de 3 machines récupérant l'énergie de la houle. En matière

d'énergies hydroliennes, Les projets hydroliens de Paimpol-Bréhat et du fromveur (entre Ouessant et Molène) sont les deux plus avancés.

Brest est devenu métropole avec 10 autres villes, à l'instar de Rennes et de Nantes. Brest-Métropole compte 215000 habitants en incluant la ville de Brest et 8 communes. Son aire d'influence couvre 1,2 million d'habitants dans le Finistère auquel s'ajoutent une partie des côtes d'Armor et du Morbihan. Plusieurs programmes concernant l'énergie sont structurants au sein de Brest-Métropole : le port ; la boucle énergétique ; le chantier des Capucins.

Le chantier d'aménagement du polder s'élève à 220 millions d'euros (dont 170 payés par la région). Il doit servir à la création de 14has de poldérisation et à la construction d'un quai de 350 mètres dans le but d'accueillir des bateaux plus grands ainsi que les activités industrielles portuaires d'assemblage et de logistique des EMR.

En matière énergétique, les politiques des élites brestoises ont établi un document cadre de 39 actions dont l'objectif cadre est représenté par les 3x20. La ville de Brest les a traduits en un objectif de 14% d'économie d'énergie en 2020 sur la base des données de 2005, et un facteur 4 en 2050. Il s'agit de réaliser des économies d'énergie de l'ordre de 31% dans le parc résidentiel ; 26% dans le secteur du transport de voyageurs ; 17% dans le secteur tertiaire.

Brest s'est engagé dans la mise en place d'une « boucle énergétique locale » sur la rive droite. L'idée est de mixer économie d'énergie et production d'énergie. Auparavant quartier des arsenaux de la base navale, le plateau des Capucins va être doté de 569 logements pour 1300 nouveaux habitants. Sur le parking de 630 places a été construite « l'esplanade de la fraternité » qui supportera la cité internationale. 25000m² sont en voie d'aménagement pour les activités tertiaires. C'est le coeur de cette politique de réhabilitation car il s'agit de la remise à neuf des ateliers en un vaste ensemble rénové, composé de cinémas, d'une médiathèque, de bureaux, de restaurants ainsi que la gare du téléphérique. Les ateliers doivent surtout répondre au projet remporté par la mairie en matière de labellisation de la French tech

En matière d'approvisionnement énergétique, les bâtiments du quartier des Capucins sont approvisionnés par une centrale et des panneaux photovoltaïques. En cas de surplus, l'électricité est réinjectée dans le cinéma (pour 10% de sa production énergétique annuelle). De même, la médiathèque se voit alimentée par les réseaux. Autre innovation de poids, une expérimentation dite d'« effacement diffus » a été mise en place. Il s'agit d'un petit boîtier installé, gratuitement, sur le tableau électrique des particuliers en logement individuel. Ce boîtier provoque des microcoupures des appareils de chauffage électrique qui sont imperceptibles au niveau du confort. L'objectif vise à réduire les consommations électriques en période de pointe, notamment en hiver, afin de contribuer à sécuriser le réseau.

Le plateau des Capucins est à 460 mètres de la rive gauche avec laquelle elle n'est pas reliée sinon par deux ponts situés à ses extrémités. Pour le connecter avec la ville, outre le tramway qui le dessert, un téléphérique est en voie de construction. Il surplombera la rivière à 70 mètres de hauteur et arrivera directement dans les ateliers.

Introduction

La problématique énergétique bretonne est marquée par un rapport production / consommation très défavorable dans la mesure où la région ne produit environ que 10% de sa consommation. Parmi ses 10% il faut compter près de 90% de renouvelables. S'ajoute à cette donnée celle de l'accroissement des consommations entre 2004 et 2011, supérieure à la moyenne nationale.

Deux facteurs rendent compte de cette situation de profonde dépendance. D'abord sa géographie qui la définit comme une « fin de terre » - ce qui vaut notamment pour le Finistère sur lequel nous nous arrêterons davantage - et donc un territoire périphérique ; ensuite son histoire, marquée notamment par les luttes contre le nucléaire dans les années 1970 qui ont trouvé leur apogée dans l'arrêt de la décision de construire une centrale nucléaire à Plogoff en 1981.

Face à cette situation, les autorités publiques, privées et associatives bretonnes ont su répondre par une mobilisation active des acteurs des différents secteurs – politique, économique, social et associatif. En témoigne la Conférence bretonne de l'énergie et le Pacte électrique breton mis en place en 2010 qui ont su initier un grand nombre d'initiatives (I). Le secteur éolien en est le grand bénéficiaire, à l'instar de l'éolien terrestre (II), et des énergies marines (EMR) pour lesquelles de nombreux projets sont en cours (III). Ces différentes initiatives permettent de comprendre la stratégie de la ville de Brest. Elle se développe en direction d'une part de l'aménagement du port pour l'accompagnement des EMR (IV), et d'autre part de l'aménagement de la rive droite de la ville afin de réduire les consommations d'énergie (V).

Plan électrique breton et initiatives variées

Avec le Pacte électrique breton, les autorités bretonnes disposent d'un cadre d'action qui a rendu possible de nombreuses interventions publiques et associatives.

Le pacte électrique breton

La conférence bretonne de l'énergie a été mise en place le 19 janvier 2010 sous l'égide des représentants de l'Etat et de la région, de l'Ademe, des élus et parlementaires, des représentants des secteurs économiques, des associations, des syndicats. A la fin de l'année 2010, le 14 décembre, le Pacte électrique breton a illustré ce consensus, en joignant les efforts des représentants de l'Etat, du conseil régional, l'Ademe, RTE et l'agence pour l'habitat (l'ANAH). Le Pacte vise trois objectifs : diviser par trois la consommation d'ici 2020 soit économiser l'équivalent de la consommation annuelle d'une ville de 18 000 ha ; multiplier par 4 la puissance installée, autrement dit assurer environ le tiers de la consommation bretonne en 2020 ; enfin renforcer l'approvisionnement en encourageant la recherche, en assurant par exemple la liaison souterraine entre Lorient et St Brieux de 225 000 volts ou encore la construction de la centrale combiné gaz prévue à Landivisiau.

En 2013, la puissance électrique se distingue entre l'éolien terrestre (+ 259MW) et le photovoltaïque (+ 129MW)

Répartition par secteur de l'impact en puissance électrique raccordée¹³

¹³ Pacte électrique Breton, point d'avancement 2014,

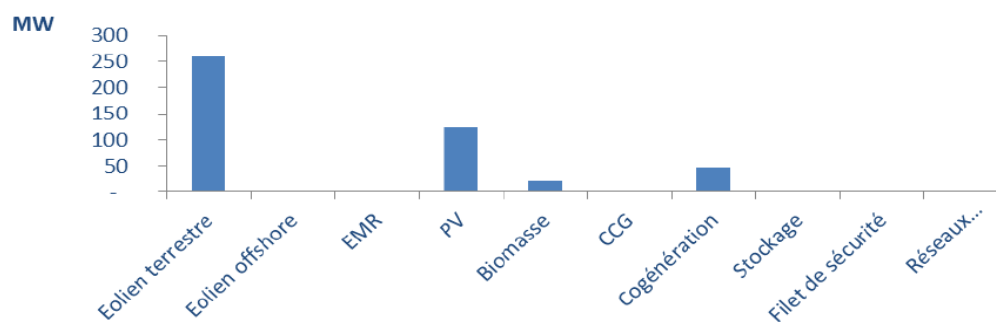


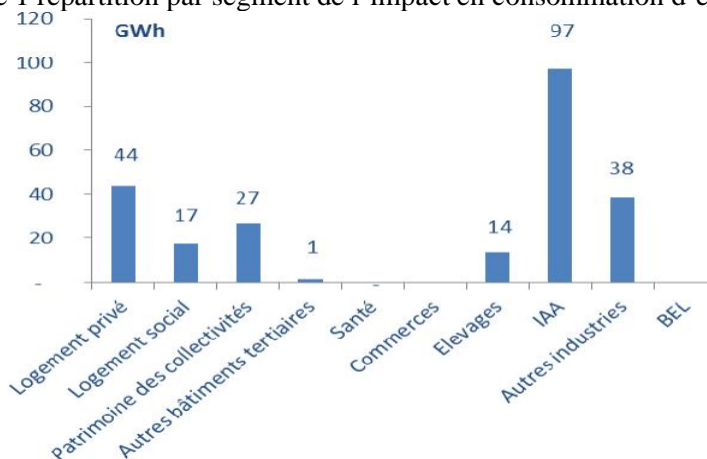
Figure 3 - Répartition par secteur de l'impact en puissance électrique raccordée

Les résultats

Même si la Bretagne est toujours « une péninsule électrique » en raison de sa faible production, d'importants progrès sont à relever en raison de l'adoption de stratégies volontaristes en matière d'énergie alternative, principalement la biomasse et l'éolien. Couvrant 10% de sa consommation en 2010, la production bretonne d'électricité de 2014 s'est élevée à 14% en 2014 grâce notamment à la production de 85mgw dues aux éoliennes qui a propulsé la Bretagne à la 3^{ème} place en France. Le parc de logements ancien est particulièrement énergivore en Bretagne puisqu'il participe pour 30% de la consommation totale. Plusieurs initiatives ont été lancées pour réduire la consommation de ce secteur, notamment le crédit impôt de 30%, l'éco-prêt à taux 0, les prêts à 1,75% sur 20 ou 40 ans¹⁴. Des compteurs électriques doivent être largement distribués, on l'examinera plus bas avec le cas de Brest.

Comme l'indique le graphique ci-dessous, les secteurs les plus contributeurs en matière d'économie d'énergie dans le cadre du Pacte sont d'abord les industries agro alimentaires qui y entrent pour 41% (97GWh) et le logement privé (18% soit 44 GWh). Le reste, soit à peu près 40% l'est grâce aux actions conduites dans le logement social, les industries non AA, le patrimoine des collectivités, l'élevage.

Graphique 1 répartition par segment de l'impact en consommation d'électricité



source : Pacte électrique Breton, point d'avancement 2014, p. 8

Enfin, concernant les actions contributrices à la réduction de la consommation, la première place revient aux différents aspects du programme développé par EDF à l'attention des industries agro-alimentaires et au logement privé ainsi que le logement social. Elle est suivie par les actions en faveur de la rénovation thermique des logements sociaux, puis des actions relevant des communes

¹⁴ Ouest France 12 septembre 2014

pour leur patrimoine bâti, le programme de l'ANAH, « habiter mieux »¹⁵ et enfin, le programme éco-énergie destiné aux exploitations agricoles.

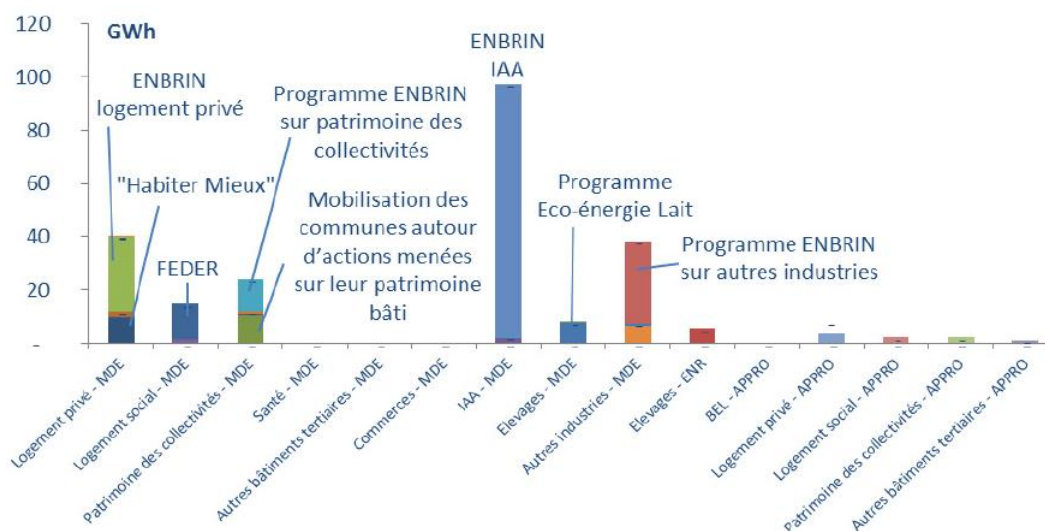


Figure 2 - Répartition par action de l'impact en consommation en 2013

A côté de ces interventions publiques à l'échelle du territoire, d'autres initiatives plus ciblées au niveau des communes ou des îles sont à noter, certaines d'entre elles ayant été fortement médiatisées.

Les initiatives territoriales

Parmi ces dernières, on compte d'abord l'initiative de la commune de Beganne. L'association Eolienne en pays de Vilaine, dans le pays de Redon a développé un concept qui permet d'associer des collectivités à des particuliers qui souhaitent investir une somme d'au moins 1000€ dans un le premier projet de parc éolien dans le pays de Redon. 4 mâts de 140 m ont ainsi pu être financés avec le soutien de la population, témoignant ainsi d'une vaste acceptabilité sociale. Plus de 1000 citoyens y ont participé en donnant de 23 à 50 000 €, pour une moyenne de 2000€. La région Bretagne et plusieurs entreprises ont participé pour 2.400 000€ et les banques ont ensuite pris le relais en assurant des prêts pour les 80% restants. 9 mois après son lancement en juin 2014, les autorités font état d'une économie équivalant à 3, 310 millions de litres de pétrole, soit un gain de 70 000€ pour la commune¹⁶. Un second projet associatif est en cours à Bournezeau pour l'installation de 6 mats éoliens d'une production de 4,70 MW¹⁷. Un autre projet est en cours à Saint-Hilaire du Maine, portée par l'association qui s'est dite prête à racheter le permis de construire et à lever entre 2,5 et 3 millions d'€¹⁸. Pour aussi intéressantes que soient ces différentes initiatives, elles ne sont toutefois guère comparable aux expériences allemandes, voire même britannique, où là les formes d'association et de financements citoyens sont massifs.

Autre initiative qui mérite intérêt, celle de la commune de Locminé dans le Morbihan. Cette commune qui compte 13 000 habitants a décidé d'un investissement de 14,5 m€ amortis en 8 ans

¹⁵ Dans le cadre de ce programme lancé en 2010 par l'ANAH qui devrait concerner 300 000 logements et qui est doté d'un budget de 1,35 milliard€, la Bretagne se distingue par une forte coopération des acteurs publics et privés. 33,1 millions € ont été affectés à ce plan dont 11,4 millions dans le cadre du programme « habiter mieux ». 3168 logements sont concernés. Le Pacte électrique breton compte mobiliser à l'horizon 2017 35 millions € et rénover 38000 logements.

¹⁶ Ouest France, 9 avril 2015

¹⁷ Ouest France 30 juin 2014

¹⁸ Ouest France, 26 octobre 2014

et financé pour un tiers par l'ADEME pour le développement de la biomasse. L'abattoir local Floc'h a investi 8% du capital et 17 sont associées au projet¹⁹. La commune a mis sur pied une société d'économie mixte, Liger, (Locminé Innovation et Gestion des Energies Renouvelables). La production estimée de 5 millions de m³ de biogaz devrait assurer 4000 foyers par an parmi lesquels 550 000Nm³ de bio-méthane injectés dans le réseau de gaz (pour assurer la consommation de 960 foyers par an) et enfin l'équivalent de 550 000 litres de gasoil. L'unité de méthanisation, lancée avec retard en février 2015 devrait ouvrir en avril 2016. Elle aura pour objet de valoriser les déchets produits localement dans un rayon de 20kms, soit 56 000 tonnes de déchets industriels tirées des industries agroalimentaire (8000 t de lisier) et des collectivités (4200 t de boues et de graisses). Le retraitement du lisier des établissements porcins devrait permettre la réduction de 2000has d'épandage et par conséquent entrainer la réduction de la production d'algues vertes sur le littoral. Cela posé, selon un interlocuteur de l'administration de Brest-Métropole, cet exemple est isolé et la discussion autour de la méthanisation des déjections animales n'a pas eu lieu en Bretagne, ce que confirment plusieurs observateurs²⁰.

Enfin, un autre débat concerne les îles bretonnes (Glénan, Ouessant, Molène, Sein, Chausey) qui sont actuellement approvisionnées au fuel par l'opérateur unique, EDF. Plusieurs acteurs locaux souhaiteraient se réappropriier leur destin énergétique en développant leurs propres ressources liées à l'éolien, au photovoltaïque et aux hydroliennes. Un amendement allant dans ce sens avait été déposé par le député vert François de Ruy lors du débat à l'assemblée sur la transition énergétique, Selon lui, *"les zones non interconnectées de moins de 2.000 clients représentent de très petites consommations d'énergie qui n'encouragent pas les opérateurs de grande taille à étudier de nouveaux systèmes, notamment la production d'énergies renouvelables, pourtant abondantes dans ces régions (énergies marine, solaire et éolienne)"*²¹. L'amendement a été rejeté au motif que le code de l'énergie ne prévoit qu'un seul opérateur sur ces territoires : EDF et cela en dépit du fait que les projets alternatifs déposés par les opposants de l'île de Sein représentaient un coût inférieur à 25% au système actuel qui est supporté par la CSFE, (soit 400.000 € par an)²².

L'éolien Onshore.

Les contraintes liées aux paysages bretons renvoient à l'attractivité touristique de la Bretagne qui repose sur une façade littorale s'étendant sur plus de 2700 kms. Sa richesse naturelle est considérable et deux types de règlements cherchent à la protéger. Or les territoires qu'ils cherchent à réguler sont les plus favorables à l'exploitation des vents par les fermes éoliennes. Malgré ces contraintes (1) la production éolienne bretonne est importante et s'étend (2).

Les contraintes environnementales

La première est la Loi littoral votée en 2010 dont l'objectif est d'interdire toute construction isolée dans les territoires soumis à la loi afin d'éviter le mitage du territoire. En d'autres termes, il doit y avoir continuité avec les agglomérations et villages existants, ou sous la forme de nouveaux hameaux intégrés à l'environnement. L'idée qui l'emporte pour le législateur, c'est la maîtrise des activités qui se développent sur le territoire afin de lui conserver un aspect littoral.

La seconde est la Charte environnementale du Finistère. Elle a été élaborée par un groupe de travail animé par la Direction départementale de l'équipement (DDE), puis présentée pour avis à la

¹⁹ Le Monde 20 juin 2015.

²⁰ Les échos.fr, 3 mars 2015, « la méthanisation ne tient pas ses promesses », cf <http://www.lesechos.fr/industrie-services/energie-environnement/0204194158644-la-methanisation-agricole-ne-tient-pas-ses-promesses-1098280.php>. D'un taux de création de 70 méthaniseurs par an, la production est tombée à 40 en 2014. A ce rythme, l'objectif de 1.000 méthaniseurs du ministère de l'Agriculture en 2020 ne sera pas atteint et pas davantage celui de 1.500 en 2025. On en compte 8000 en Allemagne. Les causes de l'échec français tiennent aux complexités financières, aux contrôles trop lourds, au prix du rachat du Kwh.

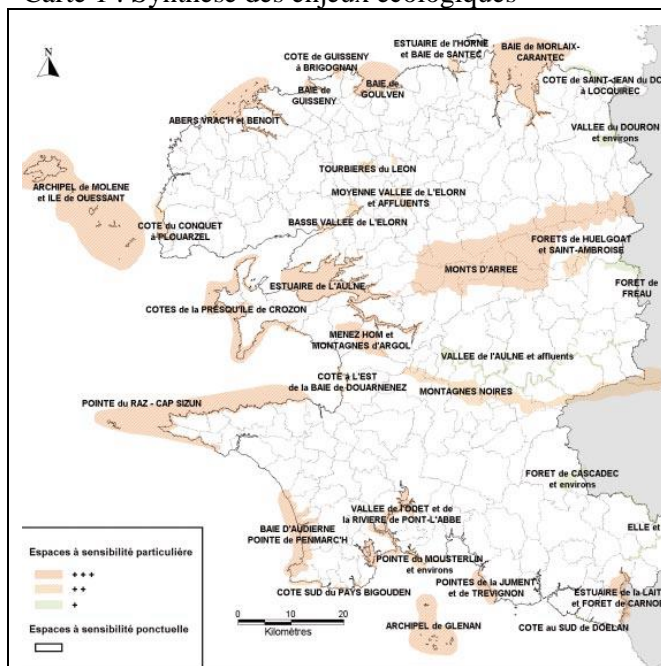
²¹ Les îles bretonnes ne pourront pas faire leur transition énergétique in Energies 16 octobre 2014 | Actu-Environnement.com

²² Ségolène Royal, qui a donné un avis défavorable à cet amendement, estime pour sa part que *"ces zones très petites ne permettent pas à un opérateur d'être rentable"*. Selon la ministre, *"c'est une obligation qui pèse aujourd'hui sur EDF. La mise en concurrence fera que personne ne viendra s'y positionner"*. idem

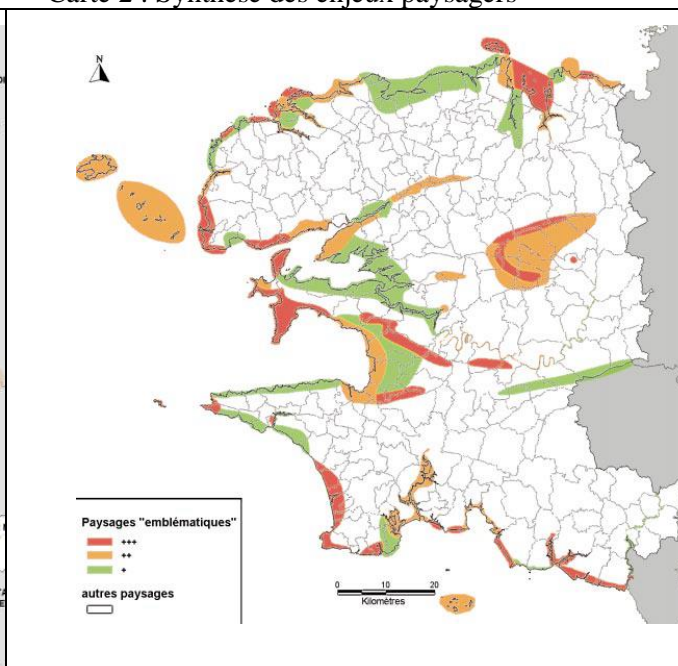
Commission départementale des sites, perspectives et paysages (CDSP) et finalement validée par le Comité départemental de pilotage des éoliennes. Sa mise en œuvre s'opère sous l'égide du comité de pilotage, composé des représentants des services de l'État, de ceux des établissements publics de l'État, des chambres consulaires, des collectivités locales, d'associations, et des personnes qualifiées membres de la CDSP. D'autres acteurs y sont associés, à commencer par les porteurs du projet que sont les investisseurs, le maître d'ouvrage, les bureaux d'étude et de maîtrise d'œuvre.

La particularité de la Charte tient au fait qu'en cherchant à réguler l'atteinte aux paysages et à l'environnement ainsi que les nuisances préjudiciables à la population, elle identifie un très grand nombre d'espaces qui disposent du plus fort potentiel éolien. Au titre des enjeux écologiques ce sont 33 zones à sensibilité particulières qui ont été ainsi identifiées, et au titre des enjeux paysagers, ce sont quarante-trois unités paysagères dites « emblématiques ».

Carte 1 : Synthèse des enjeux écologiques



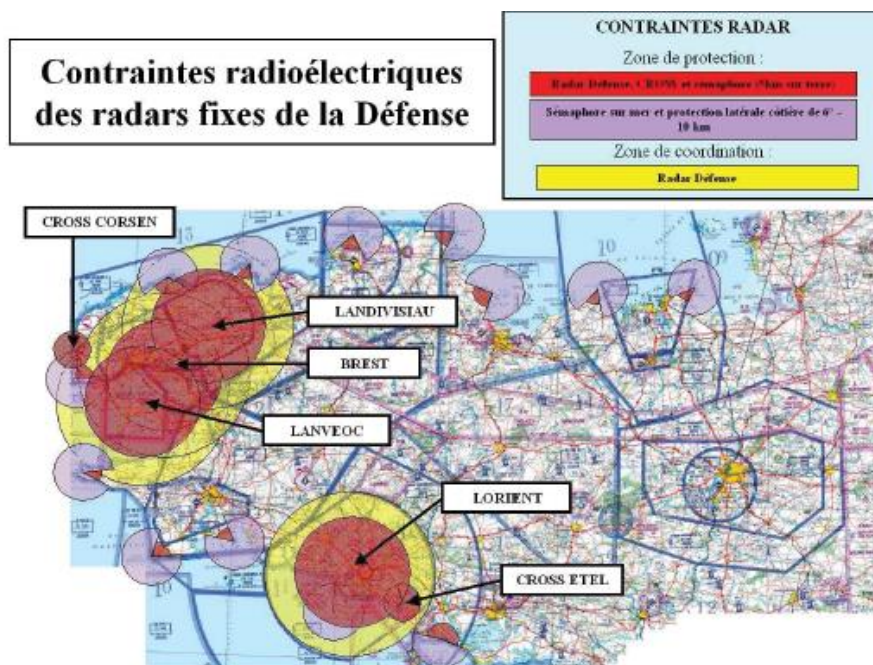
Carte 2 : Synthèse des enjeux paysagers



Source : Charte départementale des éoliennes du Finistère, p. 32 (carte 1) et 36 (carte 2).

Les contraintes liées au secteur de la défense

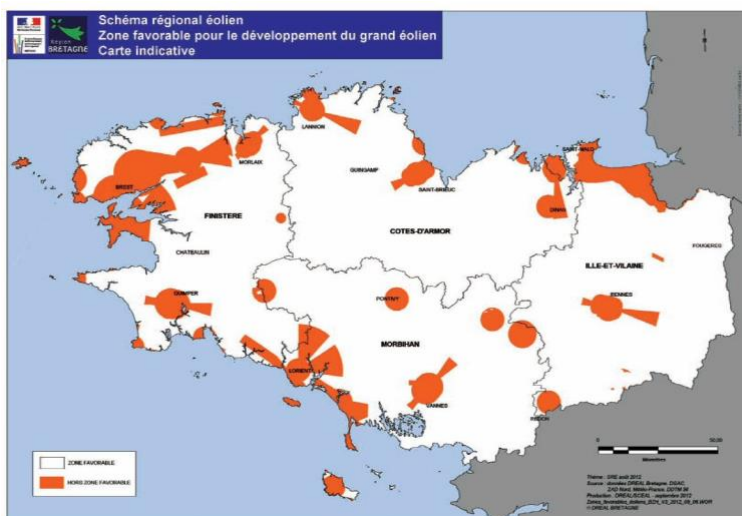
Enfin à ces contraintes environnementales s'ajoutent celles liées au secteur de la défense et qui renvoient aux zones couvertes par des aéroports, aux espaces particuliers (à l'instar de Coetquidan ou encore de la rade de Brest), ou encore aux zones de radars comme l'indique la carte ci dessous.



Le Schéma régional de l'éolien

Depuis 2000, plusieurs réflexions ont été conduites dans les territoires bretons pour désigner les territoires où

l'éolien pourrait être développé. Elles ont abouti à des schémas de développement de l'éolien (SDE) qui sont elles-mêmes susceptibles de conduire à la définition de zones de développement de l'éolien (ZDE). En 2015, 70% du territoire est couvert par un schéma de développement de l'éolien. Les secteurs non couverts sont les Abers, la cote de Granit rose, le Golfe du Morbihan, les Monts d'Arrée. En a résulté un schéma régional de l'éolien.



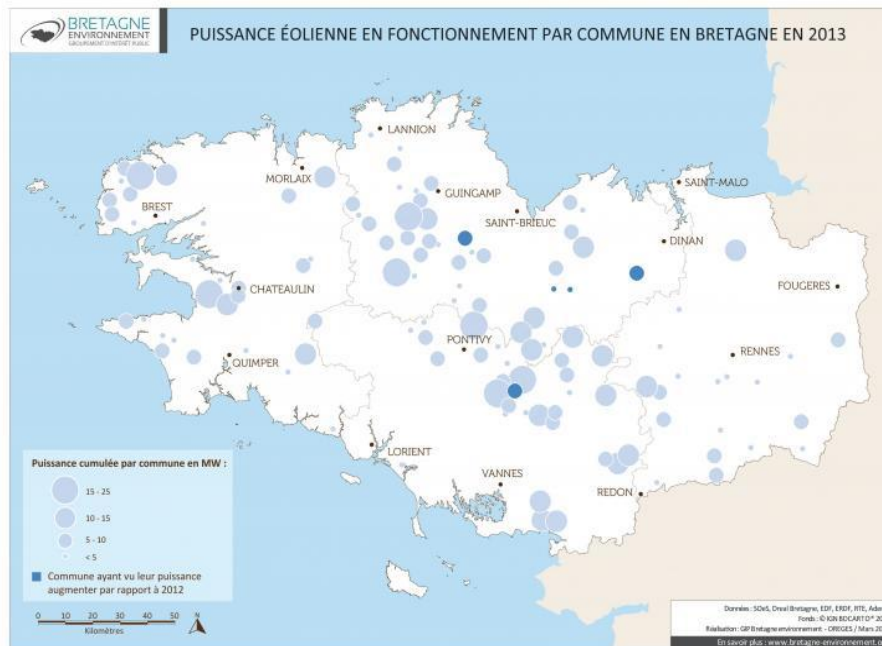
L'échec du schéma éolien breton

Or, le schéma éolien breton (SRE, schéma régional de l'énergie) qui prévoyait l'installation de 2500 éoliennes à l'horizon 2020 pour une production de 2500 kmh a été retoqué le 23 octobre 2015 par le tribunal administratif de Rennes pour une erreur de droit, comme l'avaient réclamé 24 associations et fédérations de défense de l'environnement. Elles avaient déposé un recours en annulation en mars 2013. Dans sa décision le tribunal administratif reproche à ses promoteurs de ne pas suffisamment étayer leur choix de considérer "que l'ensemble de la région a vocation à constituer une zone favorable pour le développement de l'éolien". La loi prévoit en effet que « le volet annexé au schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie, intitulé « schéma régional éolien », identifie les parties du territoire régional favorables au développement de l'énergie éolienne compte tenu, d'une part, du potentiel éolien et, d'autre part, des servitudes, des règles de protection des espaces naturels ainsi que du patrimoine naturel et culturel, des ensembles paysagers, des contraintes techniques et des orientations régionales. Il établit la liste des communes dans lesquelles sont situées ces zones. Les territoires de ces communes constituent les délimitations territoriales du schéma régional éolien au sens de l'article L. 314-9 du code de l'énergie » (décret n° 2011-678 du 16 juin 2011). Or, le potentiel éolien n'a pas été étudié et les règles de protection des espaces naturels, du patrimoine naturel et culturel, des ensembles paysagers n'ont pas été prises en compte. Le rapporteur a développé l'exemple de la loi littoral, ajoutant qu'il ne lui appartenait pas de recenser toutes les autres lacunes de ce schéma, le travail devant être repris par les administrations concernées.

La production éolienne

L'éolien breton a produit 1 406 GWh électriques en 2013. C'est 20 % de la production totale d'énergie renouvelable (soit plus de 56 % de la production d'électricité bretonne) et 6,5 % de la consommation annuelle d'électricité de la région. Avec 781 MW électriques implantés sur 121 communes (505 éoliennes sur 142 parcs), la Bretagne est la troisième région éolienne de France. Elle possède 10 % des puissances installées.

Il est à noter cependant que l'objectif de 1100 mh en 2013 n'a pas été atteint puisqu'à la fin 2013, la progression a atteint 782 MW. La progression inférieure à la croissance nationale puisqu'elle a été de 3,8% en 2011, 10,5% en 2012 et 4,5% en 2013 alors qu'elle était aux mêmes dates en France de 13,8, 11,3% et 7,9%. Cela posé, la reprise semble s'être amorcée en 2014, et la dynamique de cette énergie renouvelable a permis d'atteindre 826 MW électriques fin 2014, avec un potentiel de 495 MW réglementaires autorisés restant à construire à la même date. 155 MW sont déjà en attente pour leur raccordement auprès d'ERDF qui gère le réseau de distribution d'électricité.



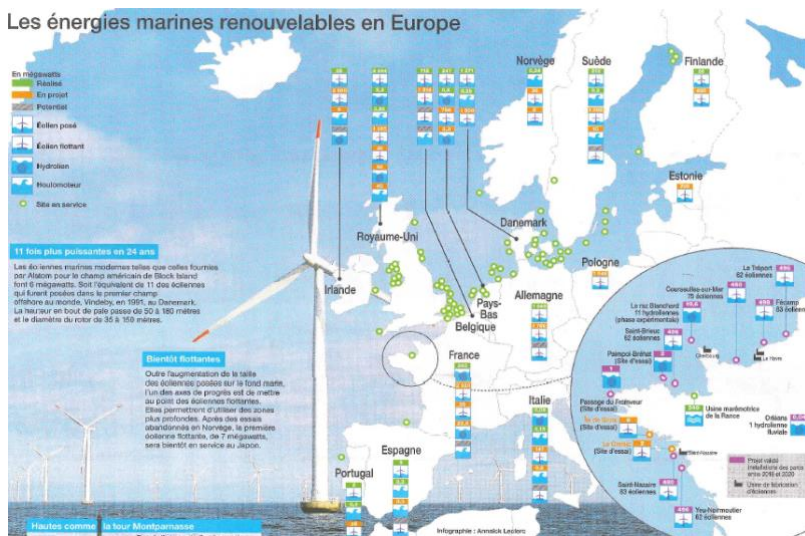
Eolien en mer et énergies marines (EMR)

Avec 2730 km de côtes, la Bretagne dispose du plus grand littoral de France, doté de surcroît de puissants courants, de vents réguliers et des plus grandes marées d'Europe. La capitale du Finistère est très bien placée notamment dans les hydroliennes, fabriquées à Brest mais aussi dans les éoliennes posées et pour l'éolien flottant qui permettra de s'affranchir de la profondeur. Le principal constructeur est la DCNS avec sa base brestoise et France Energie Marine qui est l'organisme de recherche.

Pourtant en dépit de ces atouts, l'exploitation de l'éolien offshore se situe très loin de celle de Grande Bretagne, d'Allemagne, du Danemark, et de la Belgique. Entre le Tréport et l'île d'Yeu, 6 grands chantiers sont en projet mais aucun n'a à ce jour démarré. L'objectif d'atteindre une production de 6 Gigawatts d'ici 2020 ne sera pas atteint avant 2022. En matière d'éolien flottant, le potentiel énergétique, devrait atteindre 57 GW, soit près de la moitié du potentiel énergétique national. A ces avantages considérables, s'ajoute une très forte concentration en matière de recherche.

L'un des problèmes cruciaux des EMR tient aux coûts considérables des investissements qu'ils réclament. A Saint Brieux, le projet de 62 éoliennes sur lequel on va revenir s'élève à 2,5 milliards d'€ avec un coût de rachat de l'électricité qui est le double du nucléaire. C'est pourquoi la décision ne peut être que politique et l'on ne s'étonnera pas que le développement des énergies marines soit unanimement mis au crédit du président de la région, Jean-Yves Le Drian. Cette volonté politique est on ne peut plus nécessaire quand on sait que le prix de l'électricité est peu élevé, et que le nucléaire n'est pas polluant. On y reviendra après avoir présenté la stratégie régionale et les atouts

de la région en matière de recherche (1), quelques projets (2), les différentes technologies (3) et les risques et incertitudes qui pèsent sur leur avenir (4).



Ouest France, novembre 2015, supplément

Stratégie régionale et atouts de la recherche

Considérant les atouts naturels et les ressources scientifiques dont bénéficie la Bretagne, on comprend que le Conseil régional en ait fait une priorité, et entend faire de la Bretagne la championne industrielle en matière d'éolien flottant. Les principales étapes de cette stratégie sont les suivantes :

2010	Engagement de la Région Bretagne dans le Pacte électrique breton, co-signé par l'État, l'ADEME, RTE et l'ANAH
2011	Première mise à l'eau de l'hydrolienne EDF «Arcouest» construite par Open Hydro et DCNS - site pilote de Paimpol Bréhat
2012	Création de France Energies Maritimes (mars) et Début de la concertation pour associer les citoyens au projet portuaire de Brest
2013	Mise en place du site R&D hydrolien Paimpol Brehat ouvert à toutes les technologies
2015	mise en place de 12ha du terminal EMR du port de Brest. Assemblage sur le port de Brest et implantation dans le Fromveur à Ouessant de l'hydrolienne D10 Sabella
2016	Immersion de 2 hydroliennes nouvelle génération "Arcouest" d'EDF (DCNS / Open Hydro)
2017	Mise en service de 11 ha supplémentaires pour le terminal EMR du port de Brest
2017 – 2018	Installations des éoliennes destinées à produire 500MW sur le parc éolien offshore de la baie de St Brieux
2017 – 2020	Bréhat Mise en place d'un site pilote éolien flottant au large de Groix
2020	Mise en service de 14 ha supplémentaires pour le terminal EMR du port de Brest

La capitale des EMR

La Bretagne accueille la moitié des compétences en R&D concernant les sciences et technologies de la mer françaises et l'objectif des autorités est de faire de Brest la capitale des sciences de la mer, devant Marseille. Pour y parvenir, elle dispose d'un ensemble d'instituts de recherche et d'entreprises de poids. Les principaux acteurs de la recherche, du développement et de l'innovation en EMR s'y trouvent à l'instar de l'Institut pour la transition énergétique dédié aux énergies marines renouvelables (France Energies Marines), du Pôle de compétitivité Mer à vocation mondiale (Pôle Mer Bretagne-Atlantique) qui soutient des projets innovants collaboratifs. S'y ajoute l'ENSTA Bretagne, une École d'ingénieurs et qui dispose d'un centre de recherche en mécanique (hydrodynamique, matériaux, tenue structurelle des ouvrages en mer, robotique et hydrographie). Par ailleurs, Brest est le site désormais unique de l'Ifremer - Institut de recherche en compétences en hydrodynamique et océano-météorologie, comportement des matériaux, océanographie. L'Ifremer, qui compte aujourd'hui 700 personnels auxquels doit s'ajouter l'ensemble de la section de Paris dont le déménagement à Brest est d'ores et déjà acté. S'y ajoutent d'une part l'université de Haute Bretagne (l'UHB) avec l'institut universitaire des études marines, le LEMAR et le Laboratoire des sciences de l'environnement marin, d'autre part l'école navale, des écoles d'ingénieurs civil, Télécom Bretagne. Enfin, la DCNS (direction des constructions navales et services, héritière d'une très longue tradition) dispose à Brest d'une entité rassemblant une partie des expertises du Groupe dans les énergies marines renouvelables (à côté de celles touchant le nucléaire civil).

Tous les interlocuteurs rencontrés mettent en avant pour s'en féliciter les compétences et la synergie de ces différentes institutions dédiées à la mer. A preuve ce qui s'est joué avec la construction du polder en lien avec l'éco système de la rade de Brest spécialisée dans l'ostréiculture. Sachant que les dragages des sédiments nécessaires pour la construction du polder entraînent la libération d'une bactérie localisée dans les sédiments qui est toxique pour les bans de mer si on remet les sédiments dans une eau supérieure à 15°, les autorités ont décidé de la rendre inactive et de ne draguer qu'en hiver. L'institut européen de la mer, celui de l'université, l'ifremer, et les grandes écoles ont toutes été mobilisées dans cette lutte. En l'espèce, comme s'en réjouissent les interlocuteurs, la région a été remarquable dans la gestion de ce dossier, nouant une concertation très active avec les associations environnementales

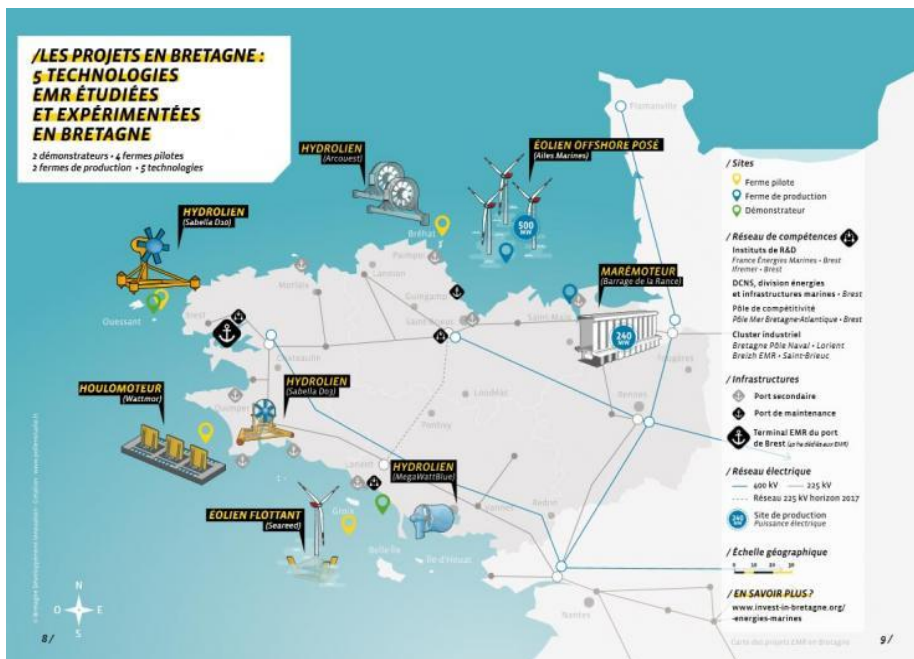
Les entreprises

Un réseau fédéré de 180 entreprises, PME et grands groupes se positionnent aujourd'hui sur les EMR en Bretagne, représentant ainsi plus de 32 000 emplois. Ce réseau bénéficie de l'accompagnement de structures fédératrices, comme Bretagne Développement Innovation, l'agence de développement économique de la Région Bretagne et le cluster industriel Bretagne pôle Naval (BPN) qui fédère plus de 120 entreprises en Bretagne les filières navales, EMR et Oil & Gas. 35% de ces entreprises sont déjà tournées vers l'international. 61 secteurs d'activités irriguent de leur savoir- incluant l'ensemble des activités de la chaîne de la valeur EMR : ingénierie, études techniques, mécanique industrielle, réparation et maintenance navales, construction de navires et structures flottantes, découpe et emboutissage, fabrication de structures métalliques, affrètement et organisation de transports, installations électriques, équipement hydraulique, etc.

Les projets EMR

A côté des énergies éoliennes offshore – flottantes et fixes – des énergies hydroliennes et des énergies houlo-motrices liées aux mouvements des vagues), qui retiennent notre attention dans le cas de la Bretagne, on note l'existence de nombreuses autres énergies marines à l'instar de l'énergie marémotrice (en lien avec les flux et reflux des marées, l'énergie thermique des mers

(liées aux gradients de température entre eaux de surface et eaux profondes), l'énergie osmotique (en lien avec le degré de salinité), ou encore la biomasse marine. Plusieurs projets ont été élaborés à cet effet.



Au large de la baie de Saint Brieux

Le projet de parc éolien en mer de Saint Brieuc dont on a mentionné plus haut le coût compterait 62 éoliennes, d'une capacité unitaire de 8 (MW), pour une puissance totale installée du parc de 496 MW, et une production d'énergie de 1850 GWh par an, ce qui reviendrait à multiplier par 2,4 la production éolienne actuelle. Cela correspond à la consommation annuelle de 850 000 habitants. Il est prévu que l'éolienne la plus proche de la côte soit située à 16,3 km et le parc total couvrirait 75 km². Les éoliennes seront fabriquées au Havre par Adwen (co-entreprise Areva-Gamesa dédiée à l'éolien en mer) et les fondations de treillis métallique (de type jacket) seront fabriquées partiellement et assemblées à Brest. 2000 emplois devraient être créés, principalement dans le Grand-Ouest, avec un potentiel de 1000 emplois en Bretagne. La base de maintenance du parc éolien sera située à Saint-Quay-Portrieux et emploiera environ 140 personnes pendant une durée de 20 ans. Le budget est estimé à 2,5 milliards €.

La Baie d'Audierne

Le projet consiste à concevoir, à fabriquer et à installer à l'horizon de 2018 une ferme pilote constituée de 3 machines récupérant l'énergie de la houle. Il s'agira d'un côté des watts tirées à partir de la mer (mor, d'où le nom : Wattmor), d'autre part d'un partenariat qui associe DCNS, la Région Bretagne, l'énergéticien Fortum, et la société finlandaise AW-Energy. Cette dernière développe la technologie WaverRoller qui est basée sur un panneau oscillant au rythme de la houle. Chaque unité fonctionnera dans des zones proches du littoral situées à moins de 2 km de la côte et à des profondeurs inférieures à 20 mètres. L'installation et la mise en service devraient avoir lieu en 2018.

Les technologies.

Pour développer ces différents projets, plusieurs technologies ont été mises au point, notamment en France.

Les éoliennes flottantes.

Cinq projets offshore sont en cours en France, et un seul en Bretagne : celui de St Brieux. Les autres sont Noirmoutier, Fécamp, Courceul, St Desert Guerande, le Tréport) + Saint Nazaire et St Brieux (voir la carte de Ouest France). Le Havre (avec Areva) et St Nazaire (avec Alstom) ne se sont pas positionnés sur le flottant, à la différence de Brest qui se définit comme le site d'assemblage et qui transforme son port à cet effet, on le verra plus bas.

Les Portugais ont déjà une éolienne qui fournit de l'électricité Wind Float. Après avoir mis leur prototype à l'eau et essuyé des tempêtes très importantes, ils ont décidé d'en installer 4 ou 5 au large de Viana del Castelo au Portugal et sont ainsi passé du prototype à l'industrie. Le flotteur a été construit dans un chantier portugais et les financements sont à la fois portugais et européens : l'UE aide ce secteur par le biais des aides propres au dispositif NER 300, qui sont des soutiens aux projets en phase pré-commerciale. Elle paie en quota de CO2 le surcoût par rapport au prix de marché. Donc la commission paie sur l'électricité produite. Elle abonde quand c'est produit.

La France est en retard par rapport à ces initiatives. Quelques projets sont en cours notamment celui porté par DCNS et Alstom : le projet SEAREED qui vise à installer une ferme pilote au nord de l'île de Groix (Morbihan). Pour DCNS, c'est la seconde de fois qu'elle s'y lance avec le projet WINDFLO et toujours avec le même concept de flotteur. Son objectif est d'assembler la totalité de son éolienne à quai à Brest et de tracter l'éolienne qui fait 185 mètres de haut de Brest à Groix. Sur la base de l'assemblage final des composantes de l'éolienne, l'intérêt des Brest consiste est à développer les entreprises pour armer l'éolienne. Or, selon des responsables rencontrés, un grand flou demeure sur la mise à l'eau, du quai jusqu'au bassin ; puis sur le remorquage d'une entité d'une telle taille du port jusqu'à destination. *« Or, l'alternative est connue mais on n'en parle pas. Elle consiste à livrer directement le flotteur à Groix et quand on est à Groix, d'installer avec un bateau grue les composantes. Du coup, c'est d'autant moins pour Brest ».*

L'hydrolien

Autant la France accuse un certain retard dans l'éolien flottant, autant en matière d'énergies hydroliennes, elle est en avance. Disposant du second gisement en Europe après la Grande Bretagne, elle bénéficie d'un potentiel de 2,5 à 3,5 GW soit une production annuelle de 5 à 14 Twh. Le projet hydrolien de Paimpol-Bréhat en est la preuve. La turbine prototype «l'Arcouest » de 16 m de diamètre a été réalisée grâce à la technologie OpenHydro qui permet la liaison à un convertisseur sous marin pour fournir 1 MW d'électricité. Deux immersions concluantes d'une durée de 3 mois chacune ont eu lieu sur le site de Paimpol-Bréhat, et à la fin 2015. Ces turbines représentent la première ferme en France et dans le monde d'hydroliennes raccordées au réseau national d'électricité.

Deux technologies dominent le marché : celle d'Openhydro acquise par DCNS. Il s'agit d'une technologie d'une très grande précision composée des tubes pour l'hydrolienne de 16 mètres de diamètre, posée sur le châssis métallique. La seconde est celle de Sabella, qu'a mis au point une petite entreprise de Quimper, très robuste mais avec un rendement moins important que celle de DCNS. Sabella fournit de l'électricité à l'île d'Ouessant par une hydrolienne qui est installée dans le frondeur et pour laquelle elle compte faire aboutir son projet de quatre hydroliennes qui fourniraient ainsi la moitié du courant dont Ouessant a besoin²³.

²³ A noter : sachant que le Kwh est inférieur à 40 centimes du fait que ca vient de Brest par bateau, il n'est pas difficile selon notre interlocuteur d'être compétitif avec l'électricité de Ouessant (déjà payée par la CFPE). Donc substituer avec l'hydrolienne, ca va. C'est un marché de niche. C'est une autre histoire que de produire de l'électricité avec des hydroliennes pour aménager le panier de la ménagère, car cela vient en concurrence avec le reste du mixte énergétique/

L'hydrolien présente un double avantage : il est prédictible car le rythme des marées est connu et interchangeable. Il n'y a donc pas de problème d'intermittences ni de réseau. Par ailleurs, la question de l'acceptabilité ne se pose pas et cela d'autant moins qu'il s'agit lui ni d'énergie fossile, ni d'énergie nucléaire. En revanche, dans le cas précis du raz Blanchard au large de Cherbourg, c'est là où se trouvent les plus forts courants, de l'ordre de 5 mètres par seconde soit 9 noeuds²⁴. Les cailloux et autres blocs circulent ainsi au fond de la mer, et obligent à positionner l'hydrolienne un peu plus haut pour ne pas l'endommager. La même problématique se pose pour le fromveur (entre Ouessant et Molène) là où les courants sont de l'ordre de 3,5 mètres par seconde, soit 7 noeuds. EDF a décidé de mettre au large de l'île de Bréat deux hydroliennes dont l'interconnecteur au fond de l'eau peut en réunir quatre (ce qui était l'option initiale, écartée au vu des coûts). Les deux hydroliennes de Bréat et celle de Fromveur ont été assemblées à Brest.

Incertitudes et risques

Une forte incertitude pèse sur ces différents projets en raison des coûts, notamment en ce qui concerne l'hydrolien. Ils ne sont pas à ce jour précisément connus, dans la mesure où la technologie de l'hydrolien n'étant pas mature, il n'est pas possible de dire à combien s'élèvera la baisse des coûts actuels. Ce qui est connu, en revanche, c'est d'une part que l'énergie produite par cette technologie est actuellement plus chère que l'éolien, mais de l'autre que l'activité potentielle pour Cherbourg et pour Brest est très prometteuse.

Dans le pourtour de St Nazaire, la réponse passe par le contenu local des parcs éoliens en mer. Le marché passé par l'Etat donne des points supplémentaires pour qui crée de l'emploi local. Mais de quel emploi parle-t-on ? Principalement des emplois de ferrailleurs destinés à des travaux de deux types. Le premier consiste à cintrer la tôle de ferraille et à la souder pour faire des tubes de métal. Ensuite les tubes sont soudés les uns aux autres afin de disposer, à la fin, du mat qui est enfoncé dans le sable. Le second type consiste en la confection de pylônes qu'on appelle «jackets ». La hauteur d'un pylône est supérieure à 50m. Il doit donc être fabriqué sur place puisqu'il n'est pas question de le transporter. C'est ce que propose de faire STX pour le compte de l'énergéticien Iberdrola (espagnol) qui a gagné le marché à St Brieuc pour les éoliennes et qui s'est engagé à fabriquer les fondations à Brest. C'était la condition pour emporter le marché. Les pronostics les plus optimistes parlent de 300 emplois locaux, à horizon 2020 à Brest.

A ce jour, le point de non retour n'est pas atteint. Les commandes fermes ne sont passées et rien n'est décidé quant aux contrats avec ERDF / RTE. Du coup, personne ne peut dire si le champ de St Brieux se fera, d'autant que les oppositions des riverains sont fortes. De surcroît, personne ne sait si Hyberola commandera les fondations. Pour certains interlocuteurs, les 62 fondations prévues à St Brieux ne justifient pas une installation à Brest. Enfin, si STX obtient la commande, rien ne dit que cela s'intégrera dans un carnet global pour justifier de s'installer à Brest.

A ces incertitudes domestiques viennent d'ajouter celles propres au marché européen. Il n'est pas certain que les mesures incitatives du gouvernement (en faveur de l'emploi local) soient d'un quelconque poids en face des offres des concurrents : des jackets sont proposées à des prix largement inférieurs en Pologne (à Gdansk et Gdynia) ou dans la partie est-allemande (à Rostock), là où le savoir faire des ferrailleurs est connu de longue date. Selon cet interlocuteur, « *Je ne pense pas que la France soit compétitive sur la ferraille. Il y a quand même une chance, car les pressions protectionnistes sont fortes et on pourrait le faire, mais ce serait un spot. J'imagine pas cependant qu'on crée une filière* ».

Enfin, le marché européen est de 500 à 600 éoliennes par an. Le marché des jackets représente 10%, soit 60 fondations de jacket par an. Le point mort bas pour ouvrir le chantier, est de 50 éoliennes par an. Ce rythme sera-t-il tenu ? Certains des interlocuteurs rencontrés mettent en avant

²⁴ Dans le projet accepté par le gouvernement en 2013 la capacité totale des 4 hydroliennes était de 5,6 MW, et 5 000 personnes devaient être approvisionnées en électricité. Le début de chantier en mer est prévu en 2017, pour une durée d'exploitation de 20 ans.

que le moment clé sera celui où les énergéticiens passeront leurs commandes à une autre entreprise que STX. Or, en 2014 Hyberdola a commandé 19 jackets à un chantier naval espagnol Navantia destiné à un chantier en mer du nord. Cela signifie que des jackets vont passer devant le port de Brest pour atteindre la mer du nord sans bénéficier au marché local.

Dernière incertitude mais qui est en passe d'être réglée, le coût de l'usine dans laquelle seront fabriqués les « jackets ». STX a affirmé être prête à payer un loyer mais pas à assumer les 50 millions d'€ pour la construction. La région les a finalement déboursés, venant s'ajouter aux 200 millions de l'aménagement du polder.

Pour conclure sur ce point des EMR, central pour la Bretagne et notamment pour Brest, la filière est en émergence en France et sans décision politique forte, il est à craindre qu'elle ne prenne son envol. La question ultime est celle du prix de l'électricité à assumer dans ce but : on parle de 20ctmes du Kwh du prix de rachat de l'électricité de l'éolien, 12 pour le nucléaire nouvelle génération ; 7 de l'ancienne génération. Sans éolien, le niveau actuel de la CSPE ne sera pas affecté.

Brest Métropole. Le port

Brest est devenue métropole avec 10 autres villes en à l'instar de Rennes et de Nantes - ce qui fait que l'Ouest breton dispose du plus grand nombre de sites. Brest-Métropole compte 215000 habitants en incluant la ville de Brest et 8 communes. Son aire d'influence couvre 1,2 million d'habitants dans le Finistère auquel s'ajoutent une partie des côtes d'Armor et du Morbihan. Plusieurs programmes concernant l'énergie sont structurants au sein de Brest-Métropole. On peut les regrouper sous deux grands chantiers : l'aménagement du port et la rénovation de la rive droite de la ville de Brest. Nous les examinons successivement.

La construction du port et sa croissance se sont faites historiquement sur la mer sous la forme d'une poldérisation constante associant l'ensemble des acteurs, ceux d'hier et d'aujourd'hui. C'est pourquoi le chantier qui consiste aujourd'hui à accroître le polder en vue d'accueillir de plus grands navires s'inscrit dans cette histoire plusieurs fois centenaire. Aux chantiers précédents liés à la navale et aux industries de défense se substituent désormais celles liées à l'éolien sous ses différentes formes, on- et offshore. Examinons d'abord les acteurs en charge de ce grand projet (1), le contenu de la poldérisation et les risques qui lui sont attachés (2) pour comprendre la nature du consensus brestois (3).

Les acteurs

Parmi les acteurs isolons la CCI et le syndicat mixte.

La CCI

Hier propriété de l'armée et de la ville de la Brest, le port est désormais sous la responsabilité de la région Bretagne, ce qui ne manque pas de créer nombre de frottements avec les élites brestoises qui étaient habitués avant 2008 à le considérer comme « leur » port. Aujourd'hui, ce qui est vécu comme une « perte » se trouve alourdi par les décisions de la région de mettre en concurrence l'aéroport de Brest pour la concession qui vient à terme en 2016. Jusqu'à présent, il était placé sous la responsabilité de la CCI. Celle-ci va désormais devoir faire face à des concurrents comme Vivendi. Mais au delà, c'est tout l'équilibre de la Chambre qui s'en trouve affecté.

La chambre a été créée en 1851 par l'Etat en amont de la loi pour gérer et construire le port de commerce et pour développer l'économie de la ville. Le premier président était le maire de la ville ; l'actuel vice président de Brest métropole l'a été avant que l'actuel président ne le remplace après avoir quitté ses fonctions de directeur au sein de l'administration de la ville. « *Il y a - comme le précise l'actuel président - une vieille génétique du service public liée au port et un mode intégratif avec les collectivités territoriales et avec l'Etat* ». Pareille situation de la chambre

explique d'ailleurs les difficultés rencontrées avec la CCI de région Bretagne. Celle-ci se veut la voix des entreprises lorsque la première se définit au contraire à leur service, donc davantage comme une administration, compte tenu de son statut d'établissement public. En d'autres termes si la chambre régionale est l'émanation du Medef, la chambre brestoise est celle des autorités publiques, toutes couleurs confondues. *« Il ne s'agit pas de l'idéologie publique ou encore de gauche, mais le fait qu'on est intégré dans la cité ; on est l'outil dans la cité. On a la couleur de la cité. C'est le consensus brestoïse »*

Trois missions lui échoient : D'abord, la formation, à destination des adultes avec l'apprentissage et les contrats de professionnalisation ; la formation pour les entreprises, et l'enseignement du français pour les étrangers, ou à destination des étudiants avec l'école de commerce, créée en 1962. 696 étudiants y sont inscrits en 2015. Deuxième mission, l'insertion sociale par le biais du volet économique du PLIE. Enfin, la troisième mission concerne la gestion du port et de l'aéroport en concession. Pour le président comme pour les responsables municipaux, ces trois axes forment un tout car le mode de fonctionnement de l'établissement public se fonde sur l'unité *« plan économique, plan formation, gestion des équipements »*.

Or, c'est cet équilibre qui est désormais menacé en raison de la mise en œuvre des règles européennes concernant la concurrence qui affecte les services de transport et donc l'aéroport. Qu'une partie du portefeuille de la Chambre soit affecté, et c'est l'ensemble de l'établissement public qui le ressent. Pour les présidents, *« Il y a des concurrences où, à l'arrivée, la collectivité est perdante. Quel est l'intérêt de la région Bretagne dans ce « deal » ? Aucun. C'est la règlementation des concession de l'UE qui impose la mise en concurrence et pareille décision peut détruire un établissement utile »*. La gestion de l'aéroport est en effet partie intégrante d'un ensemble d'activités qui représente 70 millions d'affaires et 15 millions d'investissements. L'aéroport y entre pour 25%. La formation concerne 15 000 personnes/an et toute l'organisation des fonctions support est fondée sur l'unité des concessions. Sans l'aéroport, la CCI considère qu'elle ne peut pas survivre. *« La situation est très compliquée. Le consensus breton va être mis à rude épreuve. On élimine l'établissement public, on massacre les territoires. On n'aura aucun gain dans la durée ; on aura perdu une compétence, et on ne la retrouvera pas. On va se faire succursalisé. C'est scandaleux »*.

Le syndicat mixte

La naissance du Syndicat Mixte Brest Iroise (Région, CCI, Brest métropole et la CDC) le SMBI date de 1971. Elle est à relier – déjà - à la question énergétique, et plus exactement à celle de l'autonomie énergétique. A l'époque un gros projet de complexe pétrolier sur Brest agite les milieux locaux et le projet de créer une raffinerie à Lanvian vers l'ouest prend forme. Un dépôt pétrolier à Plougastel, l'un des endroits les plus bios de toute la région est arrêté²⁵ ! Le port est aménagé à Brest et un radoub (sorte de parking dans lequel les bateaux s'encastrent pour être réparé ou chargé déchargé) est créé pour accueillir les 500 000 tonnes. Pour accompagner tous ces projets, l'agglomération, la commune, le département décide de créer un syndicat mixte public. La stratégie s'enclenche très vite, et les terrains sont achetés, jusqu'à ce que dans la foulée de 1973, tout s'arrête. C'est la crise du pétrole ; les investissements sont arrêtés. Or plutôt que tout mettre en sommeil, le président de l'agglomération et le président de la chambre de commerce décident de ne pas suspendre le syndicat et de poursuivre l'acquisition des terrains et des bassins qui étaient destinés au radoub. Donc les investissements sont poursuivis. A compter de 2008, il sous placés la supervision de la région (Brest) qui a repris la main sur l'aménagement du port.

Le syndicat est composé de 4 membres statutaires : la région, acteur principal²⁶ (et qui dispose de 7 représentants au CA sur 13, donc majoritaire), Brest métropole, le département ; la CCI Le

²⁵ Rappelons le label des fraises de Plougastel

²⁶ Depuis les transferts de compétence en 2008, la région est l'acteur central en matière d'activités portuaires. Elle dispose des ports de Brest, Lorient, St Malo, les autres sont départementaux. Noton que sur les 220 millions que coûte l'aménagement du port de Brest, la région en finance 170 millions. Cette dépendance à la région fait dire à certains qu'il s'agit du « port de Rennes », témoin en cela de l'insatisfaction profonde de certains élus et responsables administratifs pour lesquels le port était et demeure sous

président est le maire de Brest, et se trouve assisté d'un directeur. Le syndicat est devenu l'instance stratégique du port en charge de toutes les études et du schéma de référence du port (développement, prospective, etc).

Le chantier du port

L'aménagement du port de Brest, connu sous le terme du « polder », correspond tout d'abord à l'ambition des élus locaux de donner davantage d'ampleur à un port en pleine mutation, ne serait-ce que parce que les activités liées à la marine ont considérablement décliné ces dernières années, conduisant l'armée à céder nombre de ses terrains à la ville. On y reviendra plus bas avec l'aménagement de tout un quartier lui ayant appartenu, les Capucins. Cette ambition politique s'est trouvée puissamment relayée par l'opportunité représentée par les énergies marines, et notamment l'éolien flottant et posé, même s'il faut tout de suite ajouter qu'il n'y aura pas d'éoliennes posées ou flottantes, à Brest pour des raisons militaires et en raison des fonds rocheux et de la structure de cotes.

Le chantier d'aménagement du polder s'élève à 220 millions d'euros (dont 170 payés par la région). Il doit servir d'une part à la création de 14has de poldérisation à partir des sédiments dragués dans le port et d'autre part à la construction d'un quai de 350 mètres dans le but d'accueillir des bateaux plus grands ainsi que les activités industrielles portuaires d'assemblage et de logistique des EMR. La fabrication – dragage et construction - aura lieu d'ici 2017 et la livraison des quais, entre 2018 et 2021. L'objectif est donc d'accueillir des chantiers d'usage, de fabrication et d'assemblage d'éoliennes ou d'hydroliennes pour desservir les champs français sur les différents marchés s'étendant jusqu'au Nord Est de l'Angleterre.

L'objectif est d'aménager un nouvel espace dans le port pour y faire une zone adaptée aux traitements des colis les plus lourds concernant les champs éoliens. Les segments représentant les morceaux des pylônes font entre 20 et 30 mètres de long. Plus les volumes sont importants, moins les coûts le sont. D'où l'idée des développeurs du port et de la ville de renforcer cette capacité et de construire une base pour l'assemblage des produits lourds. L'aménagement du polder et son agrandissement vise d'un côté à assembler les produits longs (construits à St Nazaire ou au Havre) et les charger sur de grandes barges pour les livrer sur place à Saint Brieux notamment où doivent être installées les 62 éoliennes, dont on a vu plus haut les incertitudes qui pèsent sur ce projet.

La spécialisation dans l'éolien

L'éolien n'est pas chose inconnue pour le port²⁷. Depuis 10 ans sur ce dernier s'opèrent l'ensemble des déchargements concernant l'éolien, de Vannes à St Brieux. Désormais à l'éolien terrestre vient s'ajouter l'éolien marin, offshore, qui se distingue en deux techniques l'éolien posé et l'éolien flottant. L'éolien posé dépend de la profondeur du plateau continental tandis qu'avec l'éolien flottant, la limite de profondeur ne se pose pas.

Brest s'est concentré sur les fondations de l'éolien posé, en s'inscrivant dans la deuxième phase de l'éolien flottant (Alstom) et l'appel d'offre pour trois fermes pilotes en méditerranée et une en Atlantique. A Brest les entreprises et le port travaillent sur les fondations à savoir les treillis métalliques appelés « jacket » sur lesquels repose dans les fonds le mat qui soutient la turbine et ses pales. Les éléments sont fabriqués à Nantes et à St Nazaire et Brest travaille, quant à elle, sur

la prérogative de la ville de Brest. Ils n'hésitent pas à dénoncer le manque de culture maîtrise d'ouvrage au sein de la région. Créées en 1986, ce sont des organismes administratifs et pas des institutions de terrain, auxquels de surcroît maintenant, il est demandé désormais de se transformer en opérationnels. Par ailleurs, la région quand elle a récupéré les ports, il y avait des concessions. Elle les a toutes modifiées pour les renouveler en 2018. Elle va toutes les recomposer. Elle va lancer des appels d'offres sur les concessions. On pourrait voir des privés comme les aéroports. Ici ce pourrait être Vinci qui a déjà Dinard et Quimper.

²⁷ Toutes activités confondues, le port dispose de 4700 emplois, 400 établissements. 5165 emplois avec la plaisance. (Données 2014)

l'assemblage des jackets. Marché de St Brieux, l'entreprise c'est STX qui sont les anciens chantiers de l'atlantique Nantes / St Nazaire.

Pour conclure personne n'est en mesure d'indiquer le nombre d'emplois possibles pour la seule raison que l'objectif d'optimisation de toutes les parties du projet implique la rationalisation des coûts, et donc la réduction au besoin des emplois. A l'important volume d'activités attendues ne correspond pas du tout celui de l'emploi.

Le consensus municipal

Les risques attachés à ce projet de création d'un polder sont grands ne serait-ce qu'en raison de la durée de l'investissement qui se compte en décennies. Si cela n'avait pas concerné directement l'avenir du port – et c'est en cela que les EMR sont une opportunité unique pour Brest – jamais l'assentiment des politiques n'aurait été acquis. *« On aura ces quais et le transport est capital – affirme un interlocuteur - et même si ça ne marche pas, ça marchera car les quais ça sert toujours. Ce n'est pas un investissement court terme. Si jamais on n'avait pas fait le radoub il y a 20 ans jamais on n'en serait là aujourd'hui »*. Considéré sous l'angle du court-terme propre au champ politique, un tel projet de long terme n'aurait pas pu être engagé. Selon le même interlocuteur, *« ce ne sont pas des échelles de mandat politique. On travaille donc sur la logistique d'assemblage d'éoliennes, avec nos doutes et nos questions, mais on avance ; avec en toile de fond la certitude que si on ne le fait pas, le port va décroître. Tout est lié au port »*. *« L'erreur des politiques – poursuit-il - c'est d'avoir dit qu'on allait créer 500 emplois. Ils auront intérêt à les créer ! Or, on est dans le long terme »*. Dans ces conditions, la question se pose de savoir s'il fallait réaliser un tel investissement ?

Pour l'ensemble des interlocuteurs rencontrés, il n'y a pas de doute. Que le chantier des éoliennes flottantes voit ou pas le jour, l'aménagement était nécessaire. Tous en conviennent. Selon l'ingénieur en charge des équipements portuaires *« Les bateaux de commerce augmentent et leur tirant d'eau également. Le chenal d'accès au port a besoin de s'y adapter. Donc on a le dragage du chenal. De toutes façons, il fallait le faire. On avait un polder de 50 has depuis les années 80 sans quais, donc il y a une économie d'échelle en construisant les quais avec la profondeur idoine. C'est la raison pour laquelle il faut le faire. De toutes façon, ça maintient la compétitivité du port de Brest et ses 3 millions de tonnes, utilisées pour le transport des fossiles et l'agro agriculture »*. Ce que corrobore la responsable de S Mingant *« En une phrase, nous c'est : Fabriquer, assembler, manutentionner des colis lourds jusqu'à mettre à l'eau, des ouvrages mécaniques pouvant dépasser 1000t. Ca devient un atout concurrentiel portuaire pour de nombreuses activités. Tant qu'on n'a pas le polder on n'aura pas les industries marines. Les énergies marines, notre avantage ce sont les sites ; on a par ailleurs un gros savoir faire énergétique et on est la capitale des sciences de la mer »*

Brest. Rénovation urbaine et boucle énergétique

S'inscrivant dans le cadre dessiné par le Pacte régional électrique breton, la politique des élites brestoises s'est principalement concentrée sur la diminution de la croissance des taux de consommation énergétique. Des objectifs globaux au niveau du plan climat de Brest métropole ont été énoncés dans un document cadre décliné en 39 actions. L'objectif cadre est représenté par les 3x20. La ville de Brest les a traduits en un objectif de 14% d'économie d'énergie en 2020 sur la base des données de 2005, et un facteur 4 en 2050. Plus précisément et toujours en rapport avec les données de l'année 2005, il s'agit de réaliser des économies d'énergie de l'ordre de 31% dans le parc résidentiel ; 26% dans le secteur du transport de voyageurs (et l'ouverture de deux lignes du tramway s'est inscrite dans cette stratégie) ; enfin, 17% dans le secteur tertiaire.

Avant de présenter le plan de rénovation de la rive droite de Brest, précisons deux points. Le premier, pour souligner que l'éolien n'a guère d'avenir dans Brest ou à proximité. En 2010, trois sites ont été arrêtés avec comme priorité celui de Plouzané à l'Ouest de Brest. Or, une fois connus

les impératifs de la loi littoral qui impose une distance d'au moins 500m des habitations, il n'a plus été possible d'installer que deux éoliennes. Avec la loi de transition énergétique des investissements de projet (et des financements citoyens) sont envisageables. C'est la raison pour laquelle l'ancien plan de trois sites n'est pas totalement abandonné aux yeux des responsables de Brest. Cependant, si le financement citoyen conduit à davantage d'acceptabilité, néanmoins la présence des radars militaires freine tout projet. Certains évoquent la possibilité de pales d'éoliennes « furtives »...En réalité, il n'est pas pensable d'être autonome à l'échelle d'une ville comme Brest, et il est impossible d'atteindre 100% de production d'énergies renouvelables. L'effort passe donc par la réduction des consommations, tout en étant conscient qu'assurer 20% de la consommation par les renouvelables est également un objectif illusoire.

Le second point concerne l'énergie solaire. Des panneaux solaires ont été installés sur une école de Brest, ainsi que sur les ateliers des Capucins. Un cadastre solaire a été réalisé grâce à l'atelier de cartographie qui a réalisé une maquette en 3D de la métropole permettant de distinguer l'ensemble des toitures de la métropole. Chaque citoyen peut y avoir accès. Cela posé, considérant qu'il n'est pas raisonnable d'envisager de passer au 'tout solaire' à Brest où la pluie est assez fréquente, la responsable rencontrée réserve le solaire thermique à l'autoconsommation.

Cette partie examine le concept de boucle énergétique locale (1) qui est mise en œuvre d'abord dans le quartier des Capucins en complète rénovation (2) puis dans le quartier Recouvrance qui jouxte le précédent (3).

Brest Rive droite. La boucle énergétique locale.

Brest métropole a retenu un secteur en mutation représentatif de la ville de Brest, la rive droite. Ce site présente un enjeu énergétique fort avec la création des deux ZAC (Fontaine Margot et les Capucins), mais aussi l'Opération de Renouvellement Urbain Recouvrance, et enfin l'extension du réseau de chaleur et Brest Arena. L'axe prioritaire est représenté par le chauffage à eau chaude que réalise Eco chaleur de Brest possédée à 51% par Dalkia et 49% par la Société d'économie mixte (Sotraval).

Pour développer le renouvelable, Brest s'est engagé dans la mise en place d'une « boucle énergétique locale » sur la rive droite en intégrant plusieurs initiatives publiques et privées. Cette notion de « boucle énergétique locale » concerne d'autres zones puisqu'à côté de la rive droite de l'agglomération brestoise on trouve l'Ile-de-Sein, Lorient-agglomération et le Val d'Ille. Dans chaque site, l'idée est de mixer économie d'énergie et production d'énergie. Comme l'explique la responsable de la division énergie de Brest métropole, le projet de boucle se décline en 10 actions :

- 1 - Étude préalable à l'instrumentation de type réseaux intelligents - ZAC des Capucins.
- 2 - Instrumentation avec ERDF des postes de distribution sur la ligne haute tension vers Capucins & Recouvrance
- 3 - Etude pour fixer des objectifs de rénovation et de prescriptions sur le parc immobilier de Recouvrance.
- 4 - Prescription et accompagnement lors de cession de terrain mutable le long du tramway et ligne haute tension.
- 5 - Optimisation du réseau de chaleur - Faisabilité de stockage thermique ENR&R (énergie renouvelable et de récupération) pour le site de l'UBO du Bouguen.
- 6 - Faisabilité et prescription Gaz+Solaire thermique - ZAC Fontaine Margot.
- 7 - Potentiels et conditions de développement de production d'électricité diffuse - Rive Droite.
- 8 - Cartographie habitat/tertiaires : correspond à l'enquête et recueils de données par Ener'gence, cf. volet animation – coordination.

9 - Etude globale de modélisation de la Boucle énergétique Rive droite & Amo.

10- Communication sur la Boucle énergétique Rive Droite.



Le plateau des Capucins

Historiquement, les rives relevaient de l'autorité militaire. Peu à peu la marine se retire de la rivière la Penfeld et se repositionne sur le secteur du port. La ville a ainsi pu récupérer l'espace qui s'étend du port du château pour y aménager un port de 750 places, qui a été inauguré en 2009. Le deuxième projet d'aménagement est le plateau de Capucins, territoire d'un total de 16 has cédé lui aussi par la marine²⁸. En 2004 les travaux de désaffectation ont commencé, et une ZAC a été dessinée.

Ce quartier de Brest était auparavant celui des arsenaux de la base navale dont ils sont distants de 9 kms. Considéré comme une ville dans la ville (avec ses 8 à 10 000 habitants), il était placé sous administration militaire. En 2009 / 2010, ce quartier ainsi que les rives ont été rétrocédés à la collectivité, et plusieurs programmes de réhabilitation ont vu le jour. Ils sont encadrés par les travaux de viabilisation et l'achèvement d'une des deux lignes du tramway en limite du quartier qui assure ainsi la liaison avec Brest centre. A terme 569 logements devraient être construits – un grand nombre l'est déjà aujourd'hui dont quelques immeubles de 8 étages – pour 1300 nouveaux habitants. Sur le parking de 630 places a été construite « l'esplanade de la fraternité » qui supportera la cité internationale, soit un ensemble de 33 résidences pour étudiants doctorants et chercheurs invités, un centre de mobilité internationale au rez de chaussée, ainsi qu'un espace pour la maison à l'international, regroupant toutes les structures à l'international. Enfin et peut-être surtout, 25000m² sont en voie d'aménagement pour les activités tertiaires. C'est le cœur de cette politique de réhabilitation car il s'agit de la remise à neuf des ateliers qui faisaient fonction autrefois d'ateliers de réparation de la marine. Ici un vaste ensemble rénové est en train de voir le jour, composé de cinémas, d'une médiathèque, de bureaux, de restaurants ainsi que la gare du téléphérique. Les ateliers doivent surtout répondre au projet remporté par la mairie en matière de labellisation de la French tech. Comme le dit sa responsable, « On avait besoin d'un lieu totem, et

²⁸ Le 3^{ème}, c'est au delà du secteur du Salou, à horizon 2050

c'est le bâtiment dans les ateliers ». Par ailleurs, un centre national des arts de la rue est prévu aux Capucins, le 9^{ème} en France. Chaque année est organisée « la marche vers les capucins » qui rencontre un grand succès dans cette partie de la ville autrefois interdite d'accès²⁹.

L'Economie numérique

L'Etat a développé l'économie numérique en labellisant des sites métropoles. Par leur biais, l'objectif est de développer des entreprises de l'économie numérique qui permettent d'assurer le développement des industries classiques de la région, notamment l'industrie agro alimentaire et l'industrie mécanique. 9000 emplois sont dédiés à l'économie numérique et dans ce cadre, Brest travaille avec Lanion, Quimper et Morlaix. C'est ce que recouvre le terme « Brest + ». Le plateau Capucins va être le lieu central du numérique en hébergeant un centre d'incubateur et en lien avec sup Telecom, l'université, les laboratoires de l'UHB. En ce qui concerne le secteur bancaire, un plan a été mis au point avec le Relais de Kirion où se trouve le siège de la banque qui occupe la 7^{ème} place, en France, la 35^{ème} sur 1500 en Europe. Elle emploie 10 000 salariés.

L'approvisionnement énergétique

L'aménagement de toute cette zone a créé des nouveaux besoins électriques (9megawatt). Or, pour les satisfaire, la ligne à haute tension existante était insuffisante. En tirer une nouvelle portait le coût à 600 000€. Plutôt que choisir cette option, les aménageurs ont décidé de porter l'effort sur la diminution des consommations sur la ligne électrique pour avoir davantage de capacité sur le plateau des capucins. Les spécialistes ont ainsi travaillé sur le réseau de chaleur avec une extension de 20kms pour alimenter la rive droite (avec l'aménagement du tramway. 90% d'incinération des déchets et après 70% incinération, 20 % bois, 10% gaz d'appoint. Les réseaux gaz ont été intégrés et à Fontaine margaux à l'extrémité de la rive droite, 1600 logements ont été connectés à ce projet. En matière d'approvisionnement énergétique, les bâtiments du quartier des Capucins sont approvisionnés par une centrale et des panneaux photovoltaïques. En cas de surplus, l'électricité est réinjectée dans le cinéma (pour 10% de sa production énergétique annuelle). De même, la médiathèque se voit alimentée par les réseaux. Quant aux habitants, ils seront connectés à une plateforme qui entre les différents immeubles assurera l'énergie par le biais de smart grid ready. A tout moment les résidents devraient pouvoir connaître leur consommation et l'adapter en conséquence.

Autre innovation de poids, une expérimentation dite d'« effacement diffus » a été mis en place. Il s'agit d'un petit boîtier installé, gratuitement, sur le tableau électrique des particuliers en logement individuel. Ce boîtier provoque des microcoupures des appareils de chauffage électrique qui sont imperceptibles au niveau du confort. L'objectif vise à réduire les consommations électriques en période de pointe, notamment en hiver, afin de contribuer à sécuriser le réseau. Un code d'accès permet à chacun d'observer sur son ordinateur, ses consommations au jour le jour. 23 % des logements chauffés à l'électricité qui en ont été équipés. Une opération de thermographie complète ce dispositif et consiste en un drone qui survole le secteur et enregistre les pertes de chaleur.

Le Téléphérique

Le plateau des Capucins est à 460 mètres de la rive gauche avec laquelle elle n'est pas reliée sinon par deux ponts situés à ses extrémités. Très vite s'est posé la question de sa connexion avec la rive gauche, étant entendu qu'il n'était pas possible de penser un édifice piétonnier dans la mesure où il faut laisser passer les bateaux et qu'un pont transbordeur aurait excédé les capacités municipales puisque son coût s'élève à 60 millions€. L'idée de bâtir un téléphérique l'a emporté pour des

²⁹ En 2 jours on a eu 15000 visiteurs. Les Brestois tiennent beaucoup à ce coin. La seule piscine de 50m est à recouvrance, beaucoup d'associations. En 2h et demi on a eu 15000 marcheurs avec nous pour découvrir le site.

raisons esthétiques et touristique puisque l'arrivée s'opère dans les ateliers rénovés en plein cœur des activités de détente et culturelles. L'intérêt est également économique puisque son coût sera inclus dans le prix d'un ticket de tram. Partant de la rive gauche, il surplombera la rivière à 70 mètres de hauteur et arrivera directement dans les ateliers. C'est le 1^{er} téléphérique de France intégré au service de transport collectif (à Grenoble, le tramway est payant), qui de surcroît n'est pas financé sur l'impôt des ménages mais sur les subventions et les revenus des transports.

Recouvrance

L'autre quartier en réaménagement est celui de Recouvrance qui jouxte le plateau des Capucins. Largement bombardé en 1940, il est emblématique du passé brestois et de sa pauvreté, une pauvreté qui se voit peu et qui est le fait très souvent de femmes seules qui restent chez elles à boire. Historiquement, Recouvrance est typique de la vie de la marine. Les familles n'ont pas de parcours résidentiels. Ils sont rarement propriétaires. On y trouve nombre de marins avec leur épouse, qui lorsque la famille s'agrandit doivent partir car les logements sont exigus. La rénovation a lieu pour permettre aux gens de rester dans ce quartier très attachant et qui va sans doute gagner en renommée grâce à sa proximité avec le plateau des Capucins, destiné à une classe plus aisée. L'accès à la propriété est favorisé (A recouvrance, le m² est à 1370€ pour une moyenne à Brest de 1560€) avec cette idée de conserver à Recouvrance son caractère traditionnel et populaire. L'opération de renouvellement urbain a démarré en 2011. Pour désenclaver le quartier, le choix a été fait d'y faire passer le tracé du tram, ce qui n'était pas le tracé le plus économique (la même logique a prévalu avec le quartier Europe, au Nord-est de la ville).

Enfin, parce que les quartiers de recouvrance sont composés d'habitations insalubres et que les habitants sont majoritairement pauvres, la question de la précarité énergétique se pose massivement. Il y aurait ainsi 5000 individus en situation de précarité énergétique (locataire, parc social, occupant). Une grande partie d'entre eux est liée à ce qui est identifié sous le terme d'« habitat indigne » contre laquelle une cellule de repérage et de traitement a été montée à la métropole. La collectivité peut agir et conduire au tribunal le propriétaire indélicat.

En 2013, l'administration a répondu à un appel d'offre du Clr (Energies renouvelables). Le financement peut être valorisé en certificat d'énergie. Il s'agit d'une démarche globale comprenant d'un côté des Réseaux d'alerte (composés d'associations et d'assistances sociales) et de l'autre, d'un visiteur à domicile. Hébergé à l'agence de Brest métropole, il est financé par l'association de l'Abbé Pierre. Son intervention consiste à se rendre chez les « pauvres » énergétiques du parc locatif public. Avec son Kit de première nécessité pour palier des manques urgents (ampoules, boutons de porte, etc), il a pour tâche de délivrer des conseils d'économie. Au retour de sa visite, il dresse un rapport sur la situation du ménage qui est présentée en cellule : avec le conseiller départemental et associatif pour envisage le dispositif pertinent à mettre en œuvre. On recense environ 200 visites à domicile de ce type par an. Pour les « pauvres » énergétiques du secteur privé, les mesures sont plus aléatoires, et à côté des tarifs sociaux, et du fonds social logement, l'intervention se limite à informer le propriétaire de ses devoirs et ce qu'il conviendrait de faire, mais comme il n'y a pas de sanctions ou de mesures coercitives, les avis demeurent lettre morte.

La ville de Grenoble et la métropole grenobloise

Amélie Bonnet

Synthèse

Depuis les années 2000, la ville de Grenoble s'est illustrée en tant que ville pionnière et innovante en matière de développement durable et d'environnement, à travers de grands projets d'aménagement ou de rénovation urbains ou à travers plusieurs entreprises locales dont elle est l'actionnaire majoritaire et qui sont fortement investies dans le domaine de la transition énergétique, notamment le développement des énergies renouvelables.

Dans le premier cas, l'exemple illustre de la ville est la rénovation de la ZAC de Bonne, premier écoquartier de France consacré en 2009 et répondant aux normes de Haute Qualité Environnementale (HQE). Ce quartier est équipé en micro-cogénération pour le chauffage et l'électricité des logements, en capteurs solaires et en panneaux photovoltaïques (sur le centre commercial). L'ambition de la ville se poursuit depuis, en particulier avec la construction du quartier Presqu'île, lui-même innovant en termes d'EnR de par la présence d'un campus de recherche et d'innovation consacré notamment aux énergies nouvelles (le campus GIANT), la construction future d'une chaufferie fonctionnant uniquement au bois, et d'un ensemble de logements dont le système de chauffage et de refroidissement repose à 100% sur la géothermie.

L'ensemble de ces projets témoignent de la volonté de la municipalité grenobloise de demeurer à l'avant-garde du développement durable et des énergies renouvelables en France, dans un contexte pourtant peu encourageant : le patrimoine municipal est en effet composé de nombreux bâtiments issus des années 1960-1970, dont ceux construits pour les Jeux olympiques de 1968, qui sont fortement consommateurs d'énergie et dont la mise aux normes, pour certains d'entre eux, est difficilement réalisable. Par ailleurs, Grenoble souffre toujours d'une réputation de ville au taux de pollution très élevé, ce que confirme le dernier classement effectué par l'Institut national de veille sanitaire.

L'orientation de la ville vers le développement durable a pourtant été confirmée par l'arrivée en 2014 d'une municipalité écologiste, pour la première fois en France dans une ville de plus de 150 000 habitants. Grenoble bénéficie de l'implication des deux entreprises locales énergétiques dans le domaine des EnR y contribue pour beaucoup : l'entreprise GEG produit à partir de l'hydraulique, du photovoltaïque et de l'éolien (en dehors du territoire de la métropole grenobloise), et expérimente le biogaz, tandis que la compagnie de chauffage (CCIAG) produit à plus de 60% à partir d'énergies renouvelables et de récupération (surtout les ordures ménagères), donc à partir de ressources locales ; elle accorde au bois énergie une place croissante et s'implique en parallèle dans la consolidation de la filière bois locale.

Le transfert de la compétence Energie à Grenoble-Alpes métropole depuis le 1^{er} janvier 2015 peut être perçu comme une opportunité de mener des projets EnR à plus grande échelle et d'augmenter la capacité à mobiliser des financements, mais la question demeure de savoir comment cette nouvelle compétence de la Métro va s'accorder avec la volonté affichée de la municipalité grenobloise actuelle de remunicipaliser les deux entreprises énergétiques (GEG et la CCIAG), suivant l'expérience du domaine de l'eau, remunicipalisé en 2000.

S'agissant des filières EnR sur le territoire de la métropole, ce sont surtout le bois énergie et le photovoltaïque qui se développent. Dans le cas du bois énergie, la principale barrière est le manque de structuration de la filière, qui reste encore à consolider.

Introduction

Depuis quelques années, les collectivités territoriales sont incitées à développer les énergies renouvelables sur leur territoire et à contribuer ainsi à la politique nationale et européenne de transition énergétique. Le cadre européen, s'il n'est pas contraignant en la matière, encourage la décentralisation de la production des renouvelables et la prise d'initiatives aux niveaux régional et local. La décentralisation des pratiques est perçue ici comme un moyen de garantir la sécurité énergétique locale, mais aussi le développement des territoires. La directive 2009/28/CE stipule en effet que « Le passage à la production d'énergie décentralisée comporte de nombreux avantages, y compris l'utilisation de sources d'énergie locales, une sécurité d'approvisionnement en énergie locale accrue, des distances de transport écourtées et une réduction des pertes liées au transport d'énergie. Cette décentralisation favorise également le développement des collectivités locales et la cohésion au sein de celles-ci, via de nouvelles sources de revenus et la création d'emplois à l'échelon local »³⁰.

Dans le contexte français, le développement territorialisé des renouvelables s'inscrit dans une double dynamique : celle de la décentralisation, initiée dans les années 1980 sous influence européenne et dans le cadre d'un changement de paradigme économique, et celle de la déconcentration, qui n'a cessé de l'accompagner. Cette dernière renvoie à une tradition historique remontant aux périodes révolutionnaire et napoléonienne, qui ont fait de l'organisation administrative française un système hautement centralisé dans lequel les collectivités territoriales se trouvent sous la tutelle de l'Etat, mais sans lien de hiérarchie entre elles. De nos jours, cette tradition perdure à travers le refus de décentraliser pleinement certaines politiques – notamment l'environnement – et la persistance, dans les niveaux régionaux et départementaux, d'un schéma à deux branches : ce dernier se compose, d'une part, des administrations relevant des collectivités et dont les compétences se sont accrues dès lors qu'elles ont été « décentralisées », et d'autre part, des services déconcentrés de l'Etat, qui conservent une responsabilité de décision clé dans plusieurs domaines politiques – dont l'environnement – et qui assurent le maintien du contrôle de l'Etat sur les territoires. La tension centralisation/décentralisation est toujours ressentie au niveau local et notamment dans le domaine des ENR, que l'on parle de procédures ou de mécanismes de soutien. Elle n'empêche pas cependant certains territoires de s'impliquer en la matière en développant ou favorisant des projets innovants. La création des métropoles devrait d'ailleurs renforcer les possibilités de mettre en place des projets territoriaux en partenariat, d'autant que la loi sur la transition énergétique et la croissance verte, votée en 2015, facilite la participation des collectivités dans les projets ENR.

Le présent rapport étudie le cas de Grenoble et de la métropole grenobloise, leurs objectifs et actions en matière d'ENR. La première partie présente les enjeux nationaux en matière énergétique, le territoire grenoblois et de la métropole. La seconde partie aborde la gouvernance de l'énergie, c'est-à-dire la politique et les objectifs fixés aux échelons territoriaux les plus pertinents dans le cas étudié (la ville de Grenoble, la métropole, la région Rhône-Alpes). La troisième partie présente deux projets innovants en cours de réalisation à Grenoble et dans la métropole, le premier dans le domaine de la géothermie, le second dans le photovoltaïque. Enfin, la quatrième partie évoque le développement de la principale filière ENR locale, le bois énergie.

³⁰ Directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, art.6.

Présentation du territoire

La ville de Grenoble

La ville de Grenoble est située dans le sud-est de la France. Elle est le chef-lieu du département Isère et la troisième ville de la nouvelle région Auvergne-Rhône-Alpes, derrière Lyon et Saint-Etienne. Elle est par ailleurs la principale ville de la Métropole grenobloise. En janvier 2012, Grenoble comptabilisait 161 071 habitants³¹.

La ville connaît un essor industriel majeur au 19^{ème}, avec le développement de la ganterie, spécialité grenobloise, et l'exploitation des charbonnages dans les environs, dont on fabrique des ciments. Dans la seconde moitié du 19^{ème} siècle, les papeteries, la houille blanche et la métallurgie accélèrent le développement de Grenoble, et à partir de 1900, les industries électrométallurgiques et électrochimiques. En 1956 sera d'ailleurs créé le centre d'études nucléaires de Grenoble, CENG) appartenant au Commissariat à l'Energie Atomique (CEA), point de départ de l'édification du Polygone scientifique grenoblois dans le quartier de la Presqu'île, actuellement composé de centres de recherches, écoles scientifiques, entreprises innovantes, startups, etc., autour de la nanoélectronique, de l'énergie et des biotechnologies. Grenoble comptabilise 45 000 habitants en 1875, et près de 170 000 un siècle plus tard.

La ville de Grenoble se développe encore davantage durant les trente glorieuses, et notamment grâce aux Jeux Olympiques d'hiver de 1968 : elle ajoute alors à ses installations sportives un stade de glace (devenu palais des sports), un anneau de patinage de vitesse, une patinoire, et profite de l'évènement pour construire, en plus du village olympique, une nouvelle mairie et une nouvelle gare, un hôtel des postes, une maison de la culture et un palais des expositions.

La ville se modernise de nouveau à partir des années 1980, notamment avec l'arrivée du tramway en 1987 et dans les années 1990, la création du quartier d'affaires Europole situé près de la gare, dans lequel se trouvent le Palais de justice, le World Trade Center (centre de congrès) ainsi que l'école de commerce de Grenoble (Grenoble Ecole de management). A partir des années 2000, sous la direction du maire Michel Destot (PS), la ville s'oriente vers le développement durable. En 2008 est achevé le premier écoquartier de France, sur le site de l'ancienne caserne de Bonne. Cet écoquartier, combinaison d'habitat neuf et rénové et d'espaces commerciaux, a reçu le prix national Eco-quartiers en 2009. Plusieurs projets urbains intégrant la problématique du développement durable sont depuis en cours de réalisation, tels que le quartier Flaubert, le quartier Villeneuve, celui du nouveau Châtelet, ou encore le quartier Presqu'île avec le campus GIANT (Grenoble Innovation for Advanced New Technologies).

La ZAC de Bonne, le premier écoquartier de France³² :

Le projet de la ZAC de Bonne a consisté en la rénovation et la reconversion d'une ancienne caserne militaire (la caserne de Bonne), implantée sur 8,5 hectares dans le centre-ville de Grenoble et inoccupée depuis 1994. Le projet est lancé sur la base d'une concertation engagée en 2001 entre différents partenaires, et avec une démarche environnementale poussée. Le suivi de la phase opérationnelle est confié par la ville de Grenoble à la société d'économie mixte (SEM) SAGES (détenue à 50% par la ville et appartenant au groupe « Ville de Grenoble », voir plus loin).

Les caractéristiques du nouveau quartier sont les suivantes :

³¹ Source INSEE, portail de Grenoble-Alpes-Métropole (www.lametro.fr).

³² Sources : « Grenoble – Alpes Métropole », Ministère de l'Ecologie, du Développement durable et de l'Energie, avril 2013 ; www.eco-quartiers.fr.

- La mixité sociale et fonctionnelle : sur les 850 nouveaux logements, 40% sont des logements en locatif social ; le quartier dispose de 5 hectares de parcs urbains ; d'un centre commercial en bois sans climatisation ; d'équipements et d'espaces publics (école, résidences étudiantes, maison d'accueil pour personnes âgées, cinéma, etc.) ;
- L'autosuffisance énergétique : le quartier est équipé en bureaux à énergie positive, la conception bioclimatique et l'isolation par l'extérieur des bâtiments permettent d'optimiser leurs performances énergétiques et de limiter les besoins en chauffage à 50 kWh par mètre carré par an (ce qui a permis de diminuer les charges pour les habitants) ; les besoins en électricité des logements sont couverts par cogénération au gaz naturel, les immeubles étant également équipés de capteurs solaires couvrant 50% des besoins en eau chaude ; enfin, 1000 m² de panneaux photovoltaïques ont été installées sur le toit du centre commercial, en partenariat avec Gaz Electricité de Grenoble (GEG). L'ensemble du quartier répond voire dépasse les normes de la Haute Qualité Environnementale (HQE).

Pour plusieurs interlocuteurs rencontrés localement, la ZAC de Bonne est un exemple de réussite tant du point de vue environnemental que de la concertation entre différents acteurs sous l'impulsion de la collectivité. Elle est aussi un exemple d'innovation en matière technologique et en termes de montage contractuel et financier. Certains critiquent toutefois les ratages initiaux et regrettent le renchérissement des prix du foncier que cette opération a engendré³³, d'autres, la difficulté d'avoir un tel dialogue avec la municipalité actuelle³⁴.

La ZAC Presqu'île (Polygone scientifique), le cœur de l'innovation grenobloise :

Grenoble Presqu'île est un projet de nouveau quartier mis en œuvre par la municipalité grenobloise, aménagé par la SEM InnoVia (détenue par la ville à 58%), qui s'étale sur une surface de 250 hectares. L'objectif du quartier est d'allier qualité de vie, respect de l'environnement, performance économique et dynamisme universitaire et scientifique. Lancé par l'architecte Claude Vasconi et poursuivi par Christian de Portzamparc, ce quartier, mêlant habitants, étudiants, chercheurs, industriels, entrepreneurs, etc., devrait renforcer l'image de Grenoble en tant que ville d'innovation.

Chiffres clés du quartier Presqu'île :

- | |
|--|
| <ul style="list-style-type: none"> - 100 000 m² d'immobilier tertiaire - 150 000 m² de bâtiments de laboratoires et de recherches (projet GIANT) - 50 000 m² de bâtiments pour l'enseignement supérieur (projet GIANT, Grenoble Ecole de Management, Grenoble INP et Université Joseph Fourier) - 1000 logements pour étudiants - 1900 logements familiaux, dont 30% en locatif social et 10% en accession sociale - 6000 m² de commerces et services - 8000 m² d'hôtellerie - 8000 m² d'équipements publics dont un groupe scolaire - 1,8 km de ligne nouvelle de tramway - Un pavillon de la mobilité - Places de stationnement voitures et vélos |
|--|

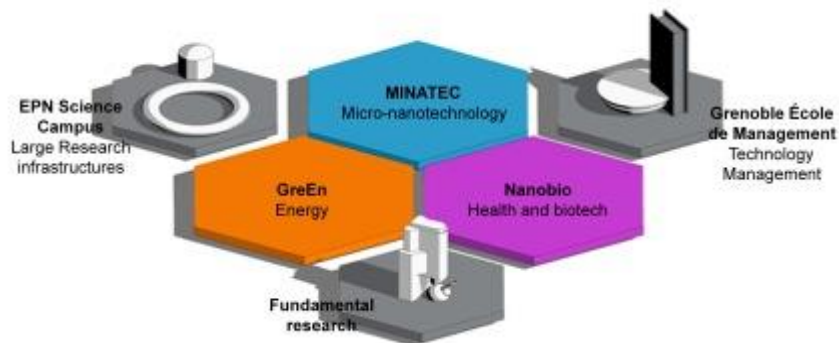
Source : www.grenoble.fr.

³³ Entretien avec le conseiller municipal président du groupe d'opposition Les Républicains-UDI et société civile, Grenoble, 27 octobre 2015. Sur les ratages du projet, ce dernier exprime en l'occurrence : « La municipalité a souhaité être avant-gardiste, du coup des techniques de construction ont été testées, mais cela n'a pas bien fonctionné... Il y a eu des gros « foirages », des gens se retrouvant trop chaud l'été, froid l'hiver, car le système de chauffage ne fonctionnait pas, ou alors avec de la buée dans l'appartement... Ces questions ont été réglées mais elles ont mis du temps à être réglées. Les gens ont eu le sentiment de servir de cobayes. C'est toute la difficulté : il faut être volontariste mais on ne peut pas considérer qu'on peut se servir des gens pour faire des expériences ».

³⁴ Entretien avec le responsable du département Ingénierie Energétique, adjoint au Directeur Production, GEG, Grenoble, 7 décembre 2015.

Presqu'île comporte plusieurs secteurs, dont le secteur Cambridge (secteur de logements et de commerces) et le secteur du projet GIANT (Grenoble Innovation for Advanced New Technologies). Le secteur Cambridge est conçu pour être un îlot à énergie positive, avec des bâtiments performants et exigeants sur le plan énergétique (BBC³⁵ moins 30%), et reposant sur un système de pompes à chaleur [voir la partie « projets innovants »]. Le secteur devrait accueillir, d'ici 2017, 500 logements familiaux, 400 logements pour étudiants, un pavillon de la mobilité, un jardin public de plus d'un hectare, et 1800 m² de commerces et services. Dans un second temps, d'ici 2018-2019, 500 autres logements devraient être construits³⁶. Le campus GIANT est situé principalement sur le site du CEA (aujourd'hui Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives). Il vise à réunir le monde de la recherche scientifique, les plates-formes technologiques, les instituts d'enseignement supérieur et des industriels sur un même lieu. Précisément, l'un des objectifs du projet est d'organiser l'espace de la Presqu'île entourant le CEA en six centres d'excellence. Parmi ces centres d'excellence, l'école universitaire de l'énergie, GreEn-ER (Grenoble Énergie Ressources), pôle d'innovation sur l'énergie et les énergies renouvelables. Ce pôle, dont l'ouverture était prévue pour septembre 2015, dispose d'une superficie de 24 000 m² permettant d'accueillir 1450 étudiants et 550 personnels³⁷.

Les six centres d'excellence de GIANT :



Source : www.giant-grenoble.org

Relevons que malgré la rénovation de quartiers en cours depuis les années 2000 ou la construction de quartiers neufs, une partie du patrimoine grenoblois pose problème du point de vue énergétique, en l'occurrence toutes les constructions datant des années 1960-1970 voire des années 1980, très déperditives en énergie et dont la mise aux normes s'avère trop coûteuse pour la collectivité. Or, une partie de ces bâtiments sont des bâtiments publics, tels que ceux construits pour les jeux olympiques de 1968 (dont fait partie l'hôtel de ville), ce qui pose un problème d'image pour la municipalité aux dires de certains : « On fait ce qu'on veut sur le neuf, mais la capacité à gérer le patrimoine existant sous l'angle de l'énergie est hors de portée économiquement. [...] C'est un problème, car cela veut dire que nous demandons aux gens de faire des efforts, et nous sommes incapables de montrer l'exemple »³⁸.

³⁵ Bâtiment Basse Consommation.

³⁶ www.grenoble.fr.

³⁷ www.groupe-6.com. Groupe 6 est la société architecte de GreEn-ER.

³⁸ Entretien avec le conseiller municipal président du groupe d'opposition Les Républicains-UDI et société civile, Grenoble, 27 octobre 2015. Sur les ratages du projet, ce dernier exprime en l'occurrence : « La municipalité a souhaité être avant-gardiste, du coup des techniques de construction ont été testées, mais cela n'a pas bien fonctionné... Il y a eu des gros « foirages », des gens se retrouvant trop chaud l'été, froid l'hiver, car le système de chauffage ne fonctionnait pas, ou alors avec de la buée dans l'appartement... Ces questions ont été réglées mais elles ont mis du temps à être réglées. Les gens ont eu le sentiment de servir de cobayes. C'est toute la difficulté : il faut être volontariste mais on ne peut pas considérer qu'on peut se servir des gens pour faire des expériences ».

Situation politique :

Grenoble est historiquement une ville de gauche, de tradition socialiste. La principale figure socialiste de l'après-guerre à Grenoble est Hubert Dubedout, maire de la ville entre 1965 et 1983. Avant l'arrivée de Michel Destot (PS) en 1995, la droite a régné à Grenoble avec Alain Carignon (RPR), lequel a été poursuivi et condamné pour diverses affaires de corruption dont celle touchant le service municipal de l'eau. Lors des élections municipales de 2014, Eric Piolle (Europe Ecologie Les Verts) devient le premier maire écologiste d'une ville française de plus de 150 000 habitants.

Maires de Grenoble depuis 1945

Dates	Maire	Parti
1945-1947	Léon Martin	SFIO
1947-1948	Marius Bally	
1948-1949	Raymond Perinetti	PCF
1949-1959	Léon Martin	SFIO
1959-1965	Albert Michallon	UNR (Union pour la nouvelle République)
1965-1983	Hubert Dubebout	PS
1983-1995	Alain Carignon	RPR
1995-2014	Michel Destot	PS
2014-	Eric Piolle	EELV

Economie

Grenoble est le chef-lieu de l'Isère qui est un département industriel, puisque 16% des emplois du département sont dans l'industrie, contre 12% en France en moyenne. Grenoble elle-même dispose d'un passé industriel puisque s'y sont développées l'industrie gantière, puis l'hydroélectricité et la houille blanche. Aujourd'hui la ville comme le département reposent majoritairement sur le commerce et les services et les secteurs de l'éducation, de la santé, de l'action sociale et de l'administration publique. Le commerce et les services représentent 23% de l'emploi en Isère, tandis que l'éducation, la santé, l'action sociale et l'administration publique en représentent 30%³⁹. Dans la ville même de Grenoble, 53% des emplois sont situés dans le commerce, les transports et les services, et 32,6% dans l'administration publique, l'enseignement, la santé et l'action sociale⁴⁰. En outre, Grenoble compte près d'un millier d'établissements issus de l'économie sociale et solidaire (soit 14% de tous les établissements grenoblois), représentant plus de 9400 salariés et 10% des salariés grenoblois⁴¹.

On comptait en janvier 2015, près de 29 000 établissements dans la région grenobloise (contre 24 600 en 2005), soit une croissance de plus de 2% depuis janvier 2014. Parmi ces établissements, 492 comptent de plus de 50 salariés, ce qui représente 1,7% des entreprises. 48,2% des entreprises de la région ne comptent aucun salarié, et 42,6% comptent entre un et neuf salariés. Autrement dit, le tissu d'entreprises de la région grenobloise est composé principalement de petits établissements. Au total, l'ensemble des établissements de la région représente environ 162 000 salariés.

82% des établissements de la région grenobloise relèvent du secteur tertiaire, mais l'industrie représente tout de même le tiers de l'emploi salarié privé (en particulier les secteurs de

³⁹ « Chiffres-clés Grenoble-Isère France », Agence d'Etudes et de Promotion de l'Isère (AEPI), 2014.

⁴⁰ INSEE, 2015.

⁴¹ www.grenoble.fr.

l'informatique, de l'électronique et de l'optique). Enfin, un quart des entreprises implantées dans la région grenobloise sont situées dans Grenoble intra-muros⁴².

De nombreuses multinationales ou grandes entreprises françaises sont par ailleurs implantées en Isère, notamment dans le domaine de la micro-électronique (St Micro Electronics), de la gestion de l'énergie (Schneider Electric) ou encore de l'informatique (HP...). Au total, la balance commerciale du département est excédentaire de plus d'un milliard d'euros⁴³.

Grenoble, ville d'innovation :

La ville de Grenoble accueille plusieurs pôles d'excellence et d'innovation internationaux, tels que Minalogic (micro-nanoélectronique, photonique et logiciel autour du numérique), NanoBio et Minatec (innovation en micro et nanotechnologies), Clinatec (médecine, biologie, nanotechnologie) ou encore le cluster Tenerrdis (énergies renouvelables), tous situés dans le quartier Presqu'île sur le campus GIANT (voir précédemment). Grenoble est la première ville de France pour les emplois dans la recherche (7,1% des emplois sont situés dans ce domaine, contre 6,8% à Toulouse, 4,7% à Paris et 4% à Lyon), et la deuxième ville de France pour les ingénieurs (la part des ingénieurs dans l'emploi grenoblois est de 8,3%, soit moins que Toulouse avec 9,5% mais plus que Paris avec 7,7% et Lyon avec 6%)⁴⁴.

Grâce à son écosystème construit autour du triptyque « recherche-université-industrie », Grenoble a été classée en 2013 cinquième ville la plus innovante au monde par le Magazine Forbes, derrière Eindhoven (Pays-Bas), la Silicon Valley, San Diego et San Francisco (Californie) ainsi que Malmö (Suède)⁴⁵. En 2014, elle a été sacrée deuxième ville la plus innovante d'Europe après Barcelone au concours pour le prix de la capitale européenne de l'innovation (« iCapitale »), lancé par la Commission européenne⁴⁶.

Développement durable

La ville de Grenoble a entrepris entre 2008 et 2013 (sous la mandature de Michel Destot, PS) un programme environnemental appelé « Grenoble facteur 4 », fixant des objectifs précis dans les domaines de l'énergie, de l'habitat, du transport et des ressources naturelles, et décliné en 32 engagements concrets. Il visait entre autres une division par 4 des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050, soit une diminution de 20% d'ici 2020. L'objectif était quasiment atteint en 2013, avec un taux de réduction de 17%. La production d'ENR a notamment servi à réaliser cet objectif, en l'occurrence l'utilisation de bois dans le réseau de chaleur [voir le paragraphe sur la compagnie de chauffage, CCIAG] et le recours au photovoltaïque via plusieurs installations dans la ville. Grenoble Facteur 4 ambitionnait de multiplier par dix la puissance d'électricité solaire installée sur le territoire grenoblois depuis 2005, via l'implication de la société d'économie mixte locale, GEG (Gaz Electricité de Grenoble). En 2013, plus de 1200 kWc étaient raccordés au réseau électrique grenoblois, dont plus de 43% financés par GEG. Ce développement a été réalisé dans un contexte de soutien national très fluctuant vis-à-vis des projets photovoltaïques⁴⁷. Plusieurs installations de référence ont cependant vu le jour, notamment 800 m² de panneaux photovoltaïques réalisés par GEG sur l'immeuble de bureaux « Les Reflets du Drac » (quartier Bouchayer-Viallet) ou encore 1000 m² de panneaux installés sur le centre commercial de la ZAC de Bonne [voir le paragraphe

⁴² Ibid.

⁴³ « Chiffres-clés Grenoble-Isère France », Agence d'Etudes et de Promotion de l'Isère (AEPI), 2014.

⁴⁴ INSEE, chiffres 2010.

⁴⁵ www.grenoble-cci.fr ; « Grenoble, 2^{ème} ville européenne de l'innovation », Grenoble INP, 5 janvier 2015.

⁴⁶ Ibid.

⁴⁷ En l'occurrence, un moratoire de trois mois décidé en 2010 par l'Etat, suspendant les tarifs d'achat pour les projets photovoltaïques de plus de 3 kWc, a entraîné une chute des tarifs d'achat en 2011. A Grenoble, cette situation a provoqué l'arrêt du projet d'installation de panneaux solaires sur le centre de congrès et d'exposition Alpexpo (construit en 1968).

sur GEG]. Plus de 1000 m² de panneaux photovoltaïques ont été installés également sur le bâtiment de la Chambre des Métiers et de l'Artisanat en 2011 (quartier Bouchayer-Viallet)⁴⁸. En parallèle, la coordination des transports en commun et la promotion du déplacement en vélo ont permis de réduire la consommation de carburants (deux millions de litres en moins par an). Dans le domaine de l'habitat, la ville s'est distinguée en optant pour un aménagement durable favorisant les économies d'énergie, notamment dans la ZAC de Bonne qui a reçu le label Ecoquartier en 2009 [voir précédemment], mais aussi avec l'opération Mur/Mur mise en place par la métropole (Grenoble-Alpes métropole), soutenant les travaux d'isolation par l'extérieur de copropriétés privées construites entre 1945 et 1975⁴⁹. Au total, 1779 logements ont été rénovés dans Grenoble, et plus de 2000 logements sociaux ont bénéficié d'une rénovation énergétique. En 2013, la municipalité annonçait des économies d'énergie de l'ordre de 30 à 40% dans ces logements⁵⁰.

Grenoble a reçu de nombreuses distinctions depuis la fin des années 2000 : après le prix Ecoquartier pour la ZAC de Bonne en 2009, la ville a été distinguée pour ses installations ENR par la Ligue EnR France en 2010, 2011, 2012 et 2014. La Ligue EnR France, compétition organisée par le Comité de Liaison des énergies renouvelables (CLER) depuis 2007, récompense les collectivités locales les plus actives en matière d'ENR, en particulier sur le solaire -photovoltaïque et thermique- et la biomasse ou le bois-énergie. En 2014, Grenoble est arrivée en tête du classement général « Energies renouvelables » et du classement « Chaleur » dans la catégorie des villes de plus de 100 000 habitants. En 2012 et 2011, elle a été distinguée dans la même catégorie en matière de biomasse, et en 2010 sur le bois-énergie⁵¹.

Depuis janvier 2015, les compétences en matière de transition énergétique ont été transférées à Grenoble-Alpes métropole, mais la ville continue d'agir en faveur des ENR par le biais de ses entreprises publiques locales et de ses projets urbains [voir plus loin].

La métropole grenobloise

La métropole grenobloise (Grenoble-Alpes-Métropole), appelée communément « La Métro », a succédé à la communauté d'agglomération le 1^{er} janvier 2015⁵². Deuxième métropole de la région Rhône-Alpes après Lyon, la Métro associe 49 communes autour de Grenoble, et comptait 447 692 habitants en janvier 2015 - soit une hausse depuis 2014 (444 810 habitants) -, sur un territoire d'environ 50 000 hectares.

Les 49 communes de la métropole sont de taille diverse, la plus modeste en nombre d'habitants étant Mont-Saint-Martin (87 habitants), et la plus importante Grenoble (plus de 161 000 habitants). En dehors de cette dernière, les principales communes de la métropole sont Echirolles (36 177 habitants), Fontaine (22 301 habitants), Meylan (18 160 habitants) et Saint-Egrève (16 521 habitants).

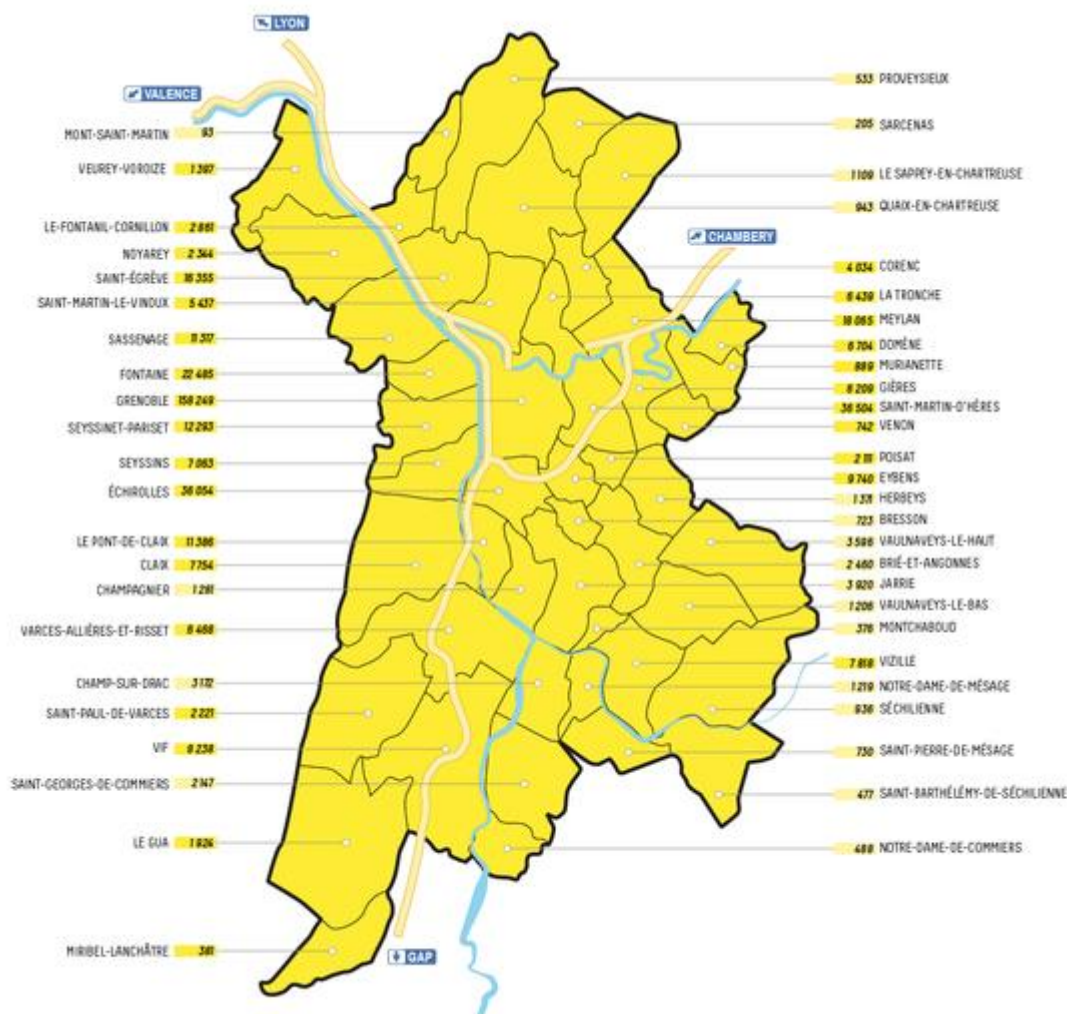
⁴⁸ « Grenoble, les énergies positives », Ligue EnR France, 5 mai 2014.

⁴⁹ Cette opération, effective jusqu'en 2013, visait un objectif de 5000 logements sur le territoire métropolitain pour un budget de 12 millions d'euros sur 4 ans, soit une réduction de 8000 tonnes de CO₂ (Cit'énergie, janvier 2013). Au total, près de 4500 logements ont bénéficié du dispositif (des chantiers étant encore en cours en mars 2015), et **61 millions d'euros de travaux** ont été engagés par des copropriétés, avec un soutien de 13,2 millions d'euros de Grenoble-Alpes Métropole et des communes partenaires, et de 9,4 millions d'euros d'autres partenaires comme l'ANAH (Agence Nationale de l'Habitat), les fournisseurs d'énergie, l'ADEME ou encore l'État. La métropole grenobloise envisage une nouvelle campagne de rénovation thermique de logements, Mur/Mur 2, à partir de 2016 (www.lametro.fr).

⁵⁰ « Grenoble Facteur 4 : Bilan 5 ans après », Place GRE'NET, 4 décembre 2013.

⁵¹ Ligue EnR France, 29 janvier 2014, 30 janvier 2012, 28 janvier 2011 et 1^{er} février 2010.

⁵² Créée en 1966 sous la forme d'un syndicat, l'intercommunalité grenobloise est devenue communauté de communes en 1994 puis communauté d'agglomération en 2000. En 2014, elle a été élargie à 49 communes, avant d'obtenir le statut de métropole en janvier 2015.

Carte de la métropole grenobloise au 1^{er} janvier 2015

Source : www.lametro.fr

La métropole grenobloise fait partie des 14 agglomérations françaises ayant obtenu le statut de « Métropole » en 2015 suite à la loi du 27 janvier 2014 de modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles (dite « loi MAPAM »).

Les métropoles de France depuis 2015



Source : www.lametro.fr

La création des métropoles vise à faire des principales agglomérations françaises des pôles de développement majeurs dans le pays. La loi MAPAM leur confère un champ d'action élargi pour mieux coordonner l'action publique et accompagner la dynamique de leur territoire. Dans ce cadre, les métropoles ont récupéré certaines missions relevant jusqu'ici des communes. Il est possible qu'à l'avenir, elles récupèrent également des compétences exercées actuellement par l'Etat, la région ou le département. Parmi les compétences récupérées par les métropoles figure la politique relative à la transition énergétique (développement des énergies renouvelables) et à l'énergie (concession de la distribution publique d'électricité et de gaz, gestion des réseaux de chaleur urbains), ou encore des compétences en aménagement du territoire (voir tableau ci-dessous).

En juillet 2014, les élus de la métropole grenobloise ont voté une délibération fixant le cadre du passage à la métropole, mettant en avant la modernisation de l'action publique et un meilleur service rendu aux habitants : « La future métropole sera un outil, celui d'un développement soutenable au service des habitants et des communes, dans le sens d'une modernisation de l'action publique et de l'amélioration du service rendu à ses habitants. [...] La transformation de notre intercommunalité ira de pair avec un projet partagé, construit avec les élus et nos concitoyens, pour une articulation optimale entre l'échelon communal et la métropole que nous souhaitons demain, une métropole de proximité, une métropole de projets, une métropole solidaire »⁵³.

La métropole grenobloise est dirigée par un conseil métropolitain composé de 124 conseillers et présidé actuellement par Christophe Ferrari, maire de la commune de Pont-de-Claix (issu du Parti Socialiste). D'après le président du groupe d'opposition Les Républicains-UDI société civile à Grenoble, la métropole est en réalité « gouvernée » par la majorité grenobloise : « Qu'est-ce que c'est que la métropole ? C'est d'abord un rassemblement d'élus municipaux. Et sur les 42 élus de la majorité municipale de Grenoble, vous en avez 22 qui siègent à la métropole, et qui sont le premier groupe. Donc en réalité la métropole fait ce que la ville veut. Et d'ailleurs, le président est dans la main de la majorité grenobloise. Il est socialiste, mais c'est la première fois que le président de la métropole n'est pas issu du premier groupe de l'assemblée. Donc il y a eu un *deal*, car il y en a un qui voulait le pouvoir, l'autre qui voulait le titre. Mais en fait celui qui a le pouvoir à la métropole c'est Eric Piolle [le maire de Grenoble], pas Christophe Ferrari. Donc tout ça c'est juridique, mais le juridique, il s'efface par rapport au politique, c'est ça la réalité »⁵⁴.

Du côté de la Métro, on relève cependant la possibilité de mener désormais une politique plus cohérente notamment en matière énergétique : « Depuis janvier 2015, au-delà d'un animateur Plan Climat, la Métro a récupéré la compétence sur les réseaux de chaleur et de froid, la compétence de concessionnaire sur les réseaux électriques et de gaz... Elle a récupéré une vraie palette large sur la transition énergétique. [...] La Métro a aussi récupéré la compétence PLUI [Plan local d'urbanisme intercommunal], mais on faisait déjà des choses dans les ZAC intercommunales. Avec le PLUI, d'ici 2019-2021 – pour l'instant on a encore des PLU -, on aura la main pour modifier et mettre en place des règlements sur les enjeux énergétiques, la construction, des prescriptions potentielles sur les projets neufs... On part d'une situation très mitée, avec quelques PLU Grenelle – sept ou huit -, beaucoup de POS [Plans d'occupation des sols], des cartes communales et des gens qui sont au RNU [Règlement national d'urbanisme]. Côté urbain, toute la palette est présente sur le territoire. Le passage à la strate Métro donne beaucoup de manettes pour mener une politique cohérente »⁵⁵.

⁵³ Extrait de la délibération votée le 4 juillet 2014, www.lametro.fr.

⁵⁴ Entretien avec le conseiller municipal président du groupe d'opposition Les Républicains-UDI et société civile, Grenoble, 27 octobre 2015.

⁵⁵ Entretien avec le responsable de la DGA Services techniques métropolitains, Grenoble-Alpes Métropole, Grenoble, 18 novembre 2015.

Compétences exercées par la métropole grenobloise avant et depuis le 1^{er} janvier 2015

	Domaine	Description
Les compétences déjà exercées par Grenoble-Alpes Métropole	Habitat	Définition des besoins en logement (programme local de l'habitat), attribution des financements de l'Etat pour la production de logements sociaux, etc.
	Politique de la ville	Promotion du développement social urbain, rénovation et revalorisation des quartiers en réduisant les inégalités. Dynamisation des solidarités territoriales et de l'insertion, prévention de la délinquance.
	Déchets	Prévention, collecte, tri et valorisation.
	Déplacements	Organisation de la mobilité (transports en commun, Métrovélo, itinéraires cyclables, etc.).
	Protection de l'environnement	Plan Air-Climat, espaces naturels, lutte contre la pollution atmosphérique, éducation à l'environnement, etc.
	Eaux usées et pluviales	Collecte et traitement.
Les compétences transférées des communes vers la métropole au 1 ^{er} janvier 2015	Transition énergétique	Développement des énergies renouvelables.
	Développement économique	Création et gestion des zones d'activités économiques, pôles de compétitivité, soutien à l'innovation et à la création d'entreprises, etc.
	Voirie	Création, aménagement et entretien des voies, des espaces et ouvrages dédiés à tous les modes de déplacement.
	Urbanisme	Réalisation du Plan Local d'Urbanisme Intercommunal (PLUI), projet de planification de l'espace métropolitain au cours du mandat.
	Promotion touristique	Gestion, dynamisation et coordination des offices de tourisme.
	Energie	Concession de la distribution publique d'électricité et de gaz. Gestion des réseaux de chaleur urbains.
	Eau potable	Gestion de la ressource, production, distribution.

Source : www.lametro.frSynthèse : les six domaines de compétences de la métropole depuis le 1^{er} janvier 2015

Domaine de compétence	Description
Développement et aménagement économique, social et culturel	<ul style="list-style-type: none"> - Création, aménagement et gestion des zones d'activités industrielles, commerciales, tertiaires, artisanales, touristiques - Actions de développement économique, copilotage des pôles de compétitivité - Promotion du tourisme - Soutien à l'enseignement supérieur et à la recherche - Aménagement d'équipements culturels, socio-culturels, socioéducatifs et sportifs d'intérêt métropolitain
Aménagement de l'espace métropolitain	<ul style="list-style-type: none"> - Scot, schéma de secteur, PLU et documents d'urbanisme - Organisation de la mobilité, création et entretien de voirie, signalisation, parcs et aires de stationnement,

	<p>Plan de déplacements urbains (PDU)</p> <ul style="list-style-type: none"> - Création, aménagement et entretien des espaces publics dédiés à tout mode de déplacement urbain - Participation à la gouvernance et à l'aménagement des gares - Etablissement, exploitation, acquisition et mise à disposition d'infrastructures et de réseaux de communication
Politique locale de l'habitat	<ul style="list-style-type: none"> - Programme local de l'habitat (PLH) - Politique du logement, aides financières au logement social, actions en faveur du logement des personnes défavorisées - Amélioration du parc immobilier bâti, réhabilitation et résorption de l'habitat insalubre - Aménagement, entretien et gestion des aires d'accueil des gens du voyage
Politique de la ville	<ul style="list-style-type: none"> - Dispositifs contractuels de développement urbain, de développement local et d'insertion économique et sociale - Dispositifs locaux de prévention de la délinquance et d'accès aux droits
Gestion des services d'intérêt collectif	<ul style="list-style-type: none"> - Assainissement et eau - Création, gestion, extension des cimetières d'intérêt métropolitain et des crématoriums - Abattoirs et Marchés d'intérêt national - Service public de défense extérieure contre l'incendie
Protection et mise en valeur de l'environnement	<ul style="list-style-type: none"> - Gestion des déchets ménagers - Lutte contre la pollution de l'air - Lutte contre les nuisances sonores - Contribution à la transition énergétique - Adoption d'un plan climat-énergie territorial - Concession de la distribution publique d'électricité et de gaz - Création et gestion de réseaux de chaleur ou de froid urbains - Création et entretien des infrastructures de charge nécessaires à l'usage de véhicules électriques - Gestion des milieux aquatiques et prévention des inondations (à partir du 1^{er} janvier 2016)

Source : www.lametro.fr

La gouvernance territoriale de l'énergie : la politique et les objectifs aux différents échelons territoriaux

La ville de Grenoble

Depuis le 1^{er} janvier 2015, les compétences en matière de transition énergétique – donc d'énergies renouvelables – sont du ressort de la métropole grenobloise. Néanmoins, la ville de Grenoble continue d'agir dans le domaine énergétique et indirectement, en faveur des énergies renouvelables, à travers quelques projets menés dans le cadre du pôle « Ville durable » (l'un des trois axes politiques majeurs de la municipalité avec les pôles « Ville émancipatrice » et « Ville

solidaire ») et à travers des entreprises publiques locales dans laquelle la ville est l'actionnaire principal, et qui forment le groupe Ville de Grenoble.

Une politique de grands projets :

La ville mène plusieurs grands projets de rénovation de quartiers (Villeneuve, Flaubert, Mistral, Châtelet, Grenoble Gares, etc.) et de sites, dont le projet de nouveau quartier Grenoble Presqu'île, dont la vocation est d'allier « qualité de vie, performance économique, dynamisme universitaire et scientifique »⁵⁶ [voir la partie « Projets innovants »].

L'un des secteurs du quartier Presqu'île est dédié au campus GIANT, campus situé principalement sur le site du CEA (Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives, institution créée en 1956). Le campus GIANT vise à réunir sur le même espace « la recherche, les plateformes technologiques, les instituts d'enseignement supérieur et les partenaires industriels »⁵⁷. Parmi les chantiers actuellement en cours, la mise en place d'une école universitaire de l'énergie, GreEn-ER (Grenoble Energie Ressources), portée par la communauté d'universités et d'établissements de Grenoble (COMUE) et pilotée par l'Institut Polytechnique, Grenoble INP, dont l'ouverture était prévue pour septembre 2015.

Les entreprises publiques locales dans le domaine de l'électricité, du gaz et de la chaleur :

La ville de Grenoble est majoritaire dans plusieurs entreprises publiques locales (EPL) dans les domaines de l'aménagement du territoire, de la culture, du développement économique et touristique, du logement social et des énergies. L'ensemble de ces EPL forme le groupe « Ville de Grenoble ». On y trouve la société d'économie mixte InnoVia (aménagement du territoire), dans laquelle la ville détient 58% des parts, et dans le domaine des énergies, la société d'économie mixte Gaz Electricité de Grenoble (GEG), détenue à 50% par la ville, la Compagnie de Chauffage Intercommunale de l'Agglomération Grenobloise (CCIAG), que Grenoble détient à 52%, et enfin la SPL Eau de Grenoble qui appartient entièrement à la ville, puisque la gestion de l'eau y a été municipalisée en 2000.

Le groupe Gaz Electricité de Grenoble (GEG)

Le groupe GEG est étroitement associé à l'histoire de la ville de Grenoble et dispose d'un fort ancrage local. Successivement service municipal, régie municipale puis société d'économie mixte, GEG a tissé le réseau électrique et gazier de Grenoble depuis le début du 20^{ème} siècle. L'entreprise est aujourd'hui présente sur l'ensemble des métiers de la filière énergétique, en électricité comme en gaz, ce qui constitue une singularité dans le paysage énergétique français. Le groupe GEG est également un acteur incontournable de la transition énergétique et de l'innovation en la matière, via sa politique de développement des ENR (hydroélectricité, photovoltaïque, biogaz, éolien) et son implication dans le domaine de la smart énergie.

Historique de l'entreprise GEG :

Les débuts de GEG à Grenoble remontent au milieu du 19^{ème} siècle, avec l'exploitation d'une usine à gaz située sur l'actuel site technique de l'entreprise, à Grenoble même. L'usine appartient alors à une société privée, la « Compagnie Grenobloise ».

En 1867 est créé à Grenoble le service municipal d'exploitation et de distribution du gaz de la ville de Grenoble. Vers la fin du 19^{ème} siècle débutent les premières expériences de distribution d'électricité à Grenoble.

En 1901, le conseil municipal de la ville de Grenoble décide de faire exploiter directement par la ville son éclairage public et privé. En 1903 naît le service municipal de l'éclairage et de la

⁵⁶ www.grenoble.fr

⁵⁷ [Ibid.](#)

distribution d'énergie, gaz et électricité, de la ville de Grenoble. Commencent alors des grands travaux pour la construction du premier réseau électrique grenoblois.

En 1946, les domaines du gaz et de l'électricité sont nationalisés en France et placés sous l'égide respective d'EDF et de GDF. La ville de Grenoble décide de conserver la maîtrise de la distribution du gaz et de l'électricité sous la forme d'une régie municipale, la Régie Gaz Electricité (RGE). Dans les années 1970 est abandonnée la production de gaz⁵⁸, au profit du gaz naturel. En 1986, la RGE est remplacée par la société d'économie mixte Gaz Electricité de Grenoble (GEG), nom actuel du groupe.

La fin des années 1980 et les années 1990 marquent l'évolution de GEG qui s'engage de manière active dans une politique de production décentralisée et d'énergie « propre ». En 1987, le groupe acquiert deux premières centrales hydroélectriques situées à Pralognan, dans la vallée de la Vanoise. En 1998, GEG ouvre la première station de véhicules propres de France, à Grenoble. En 1999 commence la construction d'une centrale de cogénération, Isergie.

Dans les années 2000, l'entreprise GEG prend de l'ampleur en créant des filiales dans les domaines de la production et de la fourniture d'énergie, notamment dans le domaine de la production hydroélectrique. GEG possède alors plusieurs centrales hydroélectriques en Isère et en Savoie principalement.

En 2007, le groupe acquiert une ferme éolienne située à Rivesaltes, en Languedoc-Roussillon. Commence ainsi une activité de croissance externe, en particulier dans l'éolien, qui se fait via l'acquisition de projets ou l'établissement de partenariats⁵⁹. Par la suite, GEG poursuivra sa croissance externe par l'acquisition de concessions hydroélectriques hors de la région Rhône-Alpes, et par la reprise de centrales photovoltaïques situées dans le sud-est et le sud-ouest de la France.

A partir de la fin des années 2000, GEG s'implique dans les travaux de rénovation menés au cœur de la ville de Grenoble : en 2008-2009, plusieurs unités de cogénération sont mises en service dans le quartier de la ZAC de Bonne. En 2009 est inaugurée la plus grosse centrale photovoltaïque conçue, réalisée et exploitée par GEG sur le toit et les façades du bâtiment de bureaux « Les Reflets du Drac », dans la ZAC Bouchayer-Viallet ; en 2010 est mise en service une centrale photovoltaïque sur la toiture du centre commercial de la Caserne de Bonne (ZAC de Bonne). En 2012, une nouvelle centrale photovoltaïque (la septième à cette date) conçue, réalisée et exploitée par GEG, est mise en service sur l'immeuble « Les Reflets du Vercors », dans la ZAC Bouchayer-Viallet.

Par ailleurs, le groupe GEG créé une filiale spécifique pour sa production d'ENR en 2010 : GEG ENeR (GEG Energies Nouvelles et Renouvelables), qui remplace une ancienne filiale. Est créée également la Société Force Hydroélectrique des Alpes, qui s'occupe de reprendre des concessions hydroélectriques dans la région et au-delà.

En 2011, GEG se lance dans le développement de réseaux intelligents (Smart Grid).

En 2012, la concession de GEG, alors délivrée par la ville, est renouvelée pour une durée de 30 ans, pour la distribution d'électricité et de gaz et la fourniture en tarifs réglementés sur le territoire de la ville de Grenoble.

En 2013 est décidé l'arrêt et le démantèlement de la centrale de cogénération d'Isergie. La même année, le groupe poursuit ses activités d'expansion dans le domaine ENR en lançant un projet d'unité de méthanisation à Aoste (Isère), en partenariat avec le groupe Jambon d'Aoste et la Coopérative Dauphinoise.

Gouvernance :

GEG est une société d'économie mixte (SEM) détenue à plus de 50% par la ville de Grenoble, et à 42,53% par ENGIE (ex-GDF-Suez). Les autres actionnaires du groupe sont EDF (4,31% des parts), le personnel de GEG (1,22%), la Caisse des Dépôts et Consignations (1,17%), Schneider Electric (0,47%), la Caisse d'Epargne des Alpes et la Banque Rhône-Alpes (0,15% chacune). Le

⁵⁸ Le gaz était fabriqué à partir de charbon et depuis 1962, à partir du craquage d'hydrocarbures.

⁵⁹ Globalement, le potentiel éolien en Isère et dans la région Rhône-Alpes est très limité.

conseil d'administration de GEG est présidé par Vincent Fristot, adjoint du Maire de Grenoble pour les questions d'urbanisme, d'habitat, de logement et de transition énergétique. La gouvernance de GEG pourrait évoluer avec l'entrée dans l'actionnariat de la Métropole, qui a récupéré la compétence en matière de transition énergétique au 1^{er} janvier 2015. Par ailleurs, la métropole a également obtenu la compétence en matière de concession de la distribution publique d'électricité et de gaz : depuis le 1^{er} janvier 2015, l'autorité concédante pour GEG n'est donc plus la ville de Grenoble mais la métropole.

Le passage de la compétence Energie à la Métro est positivement perçu au sein de GEG. Selon le responsable rencontré, la coopération avec la Métro est plus satisfaisante qu'avec la municipalité de Grenoble : « On sent, du côté de la Métro, il y a la volonté – ce que je n'avais pas perçu du côté de la ville -, la compréhension que GEG est un vrai outil d'aménagement du territoire et de politique énergétique pour demain. [...] Sur mon activité, j'ai davantage d'écoute avec la Métro qu'avec les gens de la ville, qui sont pourtant des militants des énergies renouvelables, mais avec lesquels, moi, je n'ai jamais eu d'échanges »⁶⁰. En outre, le transfert de la compétence Energie à la Métro combiné à l'élargissement du territoire métropolitain, signifie également pour GEG un élargissement potentiel de son champ géographique, surtout dans un contexte de coopération satisfaisante avec la Métro. GEG a d'ailleurs lancé plusieurs projets ENR avec le soutien de la Métro, notamment deux projets de centrales hydroélectriques, un projet de méthanisation (sur la station d'épuration Aquapole) et un projet consistant à installer des ombrières photovoltaïques sur des parkings relais appartenant au Syndicat mixte des transports en commun (SMTC) à Grenoble, l'objectif étant de couvrir six parkings pour une puissance totale d'un mégawatt crête⁶¹.

Par ailleurs, GEG se trouve au cœur du débat sur la remunicipalisation des services de l'énergie souhaitée par l'actuelle équipe municipale de Grenoble [voir les paragraphes suivants].

Principaux chiffres du groupe :

GEG est actuellement le 6^{ème} distributeur français d'électricité et le 4^{ème} distributeur français de gaz.

Chiffres clés :
<ul style="list-style-type: none"> - 410 salariés - 159 millions d'euros de chiffre d'affaires consolidé <ul style="list-style-type: none"> - 98 000 clients en électricité - 45 000 clients en gaz naturel
Production d'électricité :
<ul style="list-style-type: none"> - Solaire photovoltaïque : 20 centrales pour une puissance installée de 6,1 MWc et une production de 6,7 GWh/an - Hydroélectricité : 10 centrales pour une puissance de 24 MW et une production de 90 GWh/an - Eolien : 8 éoliennes pour une puissance de 7,6 MW et une production de 16 GWh/an - Cogénération : 13 cogénérations pour une puissance de 570 kW (électriques) et une production de 1,6 GWh/an
Distribution à Grenoble :
<ul style="list-style-type: none"> - Transit d'électricité (2014) : 892 GWh/an - Longueur des réseaux électriques : 1048 km <ul style="list-style-type: none"> - Transit de gaz (2014) : 510 GWh/an - Longueur des réseaux de gaz : 224 km

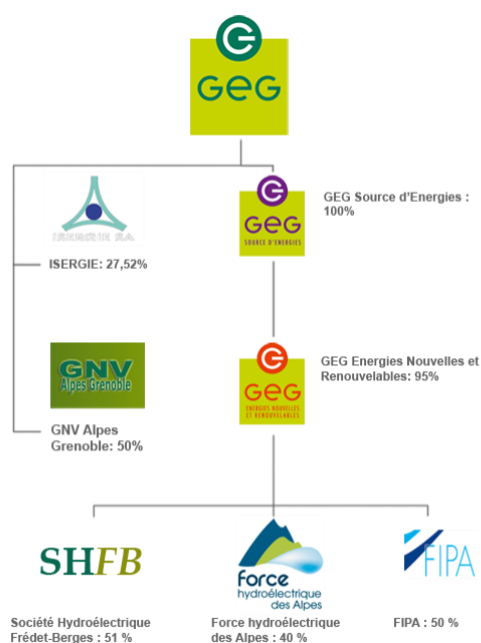
Source : www.geg.fr

⁶⁰ Entretien avec le responsable du département Ingénierie Énergétique, adjoint au Directeur Production, GEG, Grenoble, 7 décembre 2015.

⁶¹ Entretien avec le responsable de la DGA Services techniques métropolitains, Grenoble-Alpes Métropole, Grenoble, 18 novembre 2015.

Les filiales du groupe GEG :

Le groupe GEG se compose de la maison-mère et de sept filiales, dont GEG ENeR, spécialisée dans la production d'énergie renouvelable.



Source : groupe.geg.fr

Les filiales du groupe GEG :

Filiale	Actionnariat principal	Activité
GEG Source d'énergies (GEG SE)	GEG (100%)	Fourniture d'électricité et de gaz en offres de marché.
GEG ENeR	GEG SE (87%)	Production d'électricité issue d'énergies renouvelables (centrales hydroélectriques, photovoltaïques, ferme éolienne).
Société Hydroélectrique Fredet-Bergès (SHFB)	GEG ENeR (48%)	Construction d'une nouvelle centrale destinée à remplacer les centrales de Brignoud et de Bas-Laval (Isère).
Force Hydroélectrique des Alpes	GEG ENeR (38%)	Projets hydroélectriques.
Isergie	GEG (27,52%)	Centrale de cogénération d'une puissance de 30 MW, produisant environ 105 GWh/an d'électricité (arrêt programmé).
FIPA	GEG ENeR (50%)	11 centrales photovoltaïques en France, dans le sud-est et le sud-ouest, d'une capacité totale de production de 10,6 MWc.
GNV Alpes Grenoble	GEG (50%)	Fourniture de gaz naturel principalement aux bus grenoblois, mais aussi aux véhicules particuliers.

Source : groupe.geg.fr

La politique de GEG en matière d'ENR

GEG s'est lancée dans la production décentralisée d'énergie dès la fin des années 1980, en commençant par le domaine hydraulique. GEG est impliquée aujourd'hui dans quatre filières de production d'ENR : l'hydroélectricité, le photovoltaïque, l'éolien et le biogaz (ce dernier n'étant encore qu'à l'étude).

Le groupe, via sa filiale GEG ENeR, produit annuellement 115 GWh d'électricité renouvelable, ce qui représente 17% de la consommation des grenoblois. Cette production provient du parc d'ouvrages ENR de GEG situé en Isère, dans les Alpes et dans d'autres régions de France, et composé de 11 centrales hydroélectriques, 20 centrales photovoltaïques, 13 cogénérations et un parc éolien.

Le groupe mène une politique ambitieuse en matière d'ENR puisque son objectif est d'atteindre une production de 300 GWh en 2020, soit de tripler le niveau de production actuel.

Actuellement, l'essentiel de la production (en puissance) provient de l'hydroélectricité, que GEG développe depuis plus de 20 ans. Le parc de GEG en hydroélectricité, composé de 11 centrales, dispose d'une capacité de 22 MW pour une production annuelle de 90 GWh. 9 centrales sont situées en Isère et en Savoie (centrales de hautes chutes), et deux sont situées dans le Doubs (centrales de basses chutes). Actuellement, GEG continue de déployer son parc de production d'hydroélectricité en Isère avec un projet de construction d'une nouvelle centrale située à Villard-Bonnot, qui remplacerait celles de Brignoud et de Bas-Laval. Cette nouvelle centrale aurait une puissance brute de 4,3 MW et une capacité de production annuelle de 14 GWh. La construction est assurée par la Société Hydroélectrique Frédet-Bergès (SHFB), filiale de GEG ENeR à 48%, créée en 2009 avec la Régie Municipale de Distribution d'Energie de Villard-Bonnot. Par ailleurs, le groupe poursuit son développement dans l'hydroélectricité en répondant à des appels d'offres sur le renouvellement de concessions hydroélectriques, via la société Force Hydroélectrique des Alpes, créée en 2011 et filiale de GEG ENeR à 38%. L'objectif est de reprendre la concession hydroélectrique du Lac Mort, située à Saint-Barthélémy-de-Séchilienne en Isère. Cet ouvrage dispose actuellement d'une puissance de 10 MW.

L'objectif de GEG pour le domaine hydroélectrique est de développer plus de 25 MW de nouvelles capacité d'ici 2020.

Dans le domaine éolien, GEG dispose d'une ferme depuis 2008, située à Rivesaltes, dans les Pyrénées orientales. Cette ferme est composée de huit éoliennes, pour une puissance installée de 7,6 MW et une production annuelle de 15,5 GWh. GEG est également coactionnaire de quatre projets en développement représentant une puissance totale de 70 MW⁶². L'objectif du groupe d'ici 2020 est de développer au moins un parc éolien de même capacité que le parc existant, soit d'augmenter d'au moins 7,6 MW la capacité installée du groupe en éolien.

Par ailleurs, GEG conçoit, réalise et exploite des centrales photovoltaïques. Son parc de production se compose actuellement de six centrales situées à Grenoble et une dans le Trièves (sud de l'Isère, zone de moyenne montagne), soit une puissance totale de 555 kWc et une production annuelle de 568 MWh sur le territoire isérois ; il se compose également de 11 centrales photovoltaïques dans le sud-est et le sud-ouest de la France (en partenariat avec la société FIPA, dans laquelle GEG ENeR détient 50% des parts), ce qui représente une puissance totale de 10,6 MWc et une production annuelle de 11,7 GWh. GEG étudie actuellement le développement d'une centrale photovoltaïque sur l'ancien terroir des Charbonnages de France, près de La Mure (Isère), et est acteur d'un projet visant à installer des ombrières de parking photovoltaïque dans Grenoble (projet porté par la Métro).

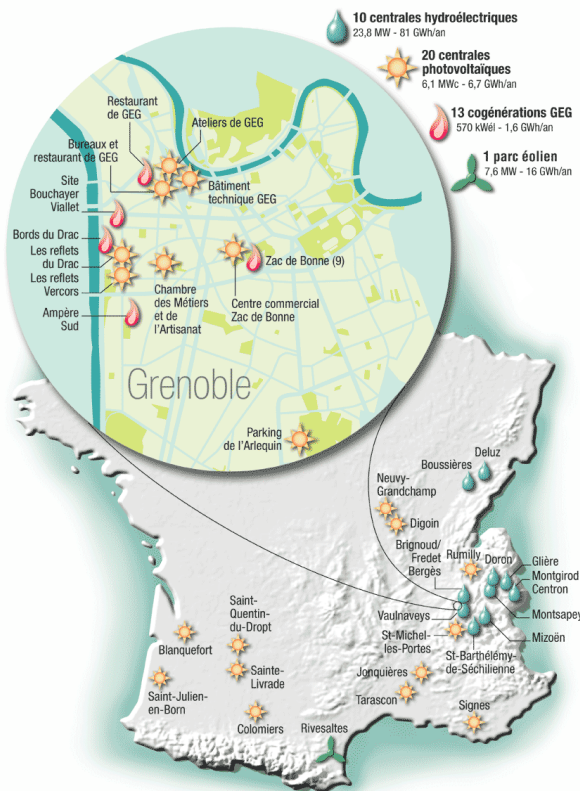
⁶² « Gaz Electricité de Grenoble. Un énergéticien régional de référence. GEG ENeR, filiale de production énergies renouvelables », document remis chez GEG le 7 décembre 2015.

Depuis 2013, GEG se positionne également sur le biogaz, avec le projet d'unité de méthanisation à Aoste (Isère) et une activité d'épuration et de valorisation de biogaz que lui a déléguée la Métro sur le site de la station d'épuration Aquapole.

Enfin, GEG a développé la micro-cogénération. L'entreprise a été la première en France à proposer ce moyen de production dans du logement collectif à l'échelle d'un quartier (quartier de la ZAC de Bonne), en 2008-2009 : les unités de cogénération mises en place dans la ZAC de Bonne, en l'occurrence, produisent de la chaleur et de l'électricité par combustion de bois, de déchets ménagers ou de gaz naturel. Par ailleurs, depuis 2012, GEG, en partenariat avec ENGIE, expérimente une cogénération intelligente (GreenLys) sur l'immeuble « Le Carré des Halles » sur le site Bouchayer-Viallet à Grenoble. Cette cogénération produit de l'électricité et de la chaleur à partir de combustion de gaz naturel, pour 125 logements et sur l'ensemble de l'année.

Actuellement, le parc de cogénération de GEG se compose de 13 centrales situées dans la ville de Grenoble (dont 9 dans la ZAC de Bonne), d'une puissance totale de 570 kW électriques, produisant 880 MWh d'électricité et 11 151 MWh de chaleur chaque année.

Parc de production de GEG



Source : groupe.geg.fr

La Compagnie de Chauffage Intercommunale de l'Agglomération Grenobloise (CCIAG)

La CCIAG gère le second réseau de chaleur urbain après Paris. Elle est à la fois un transformateur d'énergie, un producteur et un distributeur de chaleur pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire. La compagnie réalise également une petite activité de production et de distribution de froid, et exerce des services comme l'exploitation des réseaux secondaires de chaleur chez les clients⁶³ ou l'entretien de chaudières à gaz. Tout comme GEG, la CCIAG met en avant sa capacité d'innovation à travers différents projets notamment dans le domaine de la gestion intelligente, en partenariat avec le CEA. Elle est le second acteur incontournable des ENR à Grenoble et dans les villes environnantes : les ENR et les énergies de récupération représentent en effet plus de 60% de la production de la CCIAG, une place croissante étant accordée au bois énergie.

Historique de la CCIAG⁶⁴ :

La CCIAG a pour ancêtre la Société pour la Distribution de la chaleur dans la ville de Grenoble (SDCVG), créée en 1960. En 1961 est achevée la première chaufferie de la société, située dans le quartier Teisseire, à Grenoble. Cette chaufferie fonctionne avec un générateur à charbon. En 1970 est mise en service la centrale de la Villeneuve, au sud de Grenoble. En 1978, la SDCVG devient la Compagnie de Chauffage Intercommunale de l'Agglomération grenobloise. Elle dessert le territoire de la ville de Grenoble et de la commune d'Echirolles. A la fin des années 1970, 50 000 équivalent-logements sont raccordés au réseau de la CCIAG. En 1983, la CCIAG signe des concessions avec les communes de La Tronche, Eybens et Pont de Claix. En 1987, les réseaux de Teisseire et de la Villeneuve sont interconnectés⁶⁵. En 1992, l'usine de Teisseire est arrêtée, tandis que la centrale de la Poterne est mise en service (à l'Est de Grenoble).

En 1994 commence l'utilisation du bois énergie dans la centrale de la Poterne, en mélange avec le charbon. L'introduction du bois énergie nécessite alors une transformation du site : « Initialement l'usine de la Poterne a été conçue pour fonctionner au charbon, avec le charbon du plateau matheysin. La volonté a été non pas d'investir pour brûler du bois, mais de modifier pour brûler du bois, ce qui en termes d'investissement est sensiblement différent »⁶⁶. La même année est mis en service le site d'Athanor, centre de tri et usine d'incinération des déchets ménagers de l'agglomération grenobloise.

Dans les années 2000, la CCIAG intervient de plus en plus dans le domaine de l'efficacité énergétique et du développement durable. En 2000 est lancée la centrale de cogénération Isergie (dont l'arrêt est programmé depuis 2013). En 2008, le site de la Villeneuve utilise désormais le bois énergie en même temps que le charbon : « Donc aujourd'hui nous avons deux usines qui ont été transformées et dans lesquelles on peut brûler la moitié du combustible – auparavant du charbon pur – en bois [...]. Nous sommes une entreprise qui a toujours eu pour ambition de relever des défis techniques et d'avancer dans l'optimisation de ses outils »⁶⁷. Précédemment, en 2006, la centrale d'Athanor avait été rénovée afin d'augmenter sa capacité de traitement des déchets ménagers. En 2009, 50% de l'énergie produite par la CCIAG est issue d'énergies renouvelables et de récupération (contre 21% en 1990). La part de ces énergies dans la production de la CCIAG atteint actuellement 60,5%. Depuis 2009, les clients de la compagnie bénéficient donc d'un taux de TVA réduit à 5,5%, au lieu de 19,6%, sur l'ensemble de la facturation. En 2013, la CCIAG a vendu 818 GWh de chaleur, desservant 93 000 équivalent-logements.

⁶³ Les clients directs de la CCIAG sont les bailleurs sociaux, les copropriétés, les industriels, les professionnels du tertiaire, etc.

⁶⁴ Source : www.cciag.fr, plaquette « Rapport d'activité 2013-2014 », remise lors de l'entretien à la CCIAG.

⁶⁵ D'après le responsable rencontré à la CCIAG, l'interconnexion des réseaux a constitué une innovation à l'époque, compte-tenu de la difficulté technique que cela représentait (Entretien avec l'adjoint du Directeur technique et production, CCIAG, Grenoble, 23 novembre 2015).

⁶⁶ Ibid.

⁶⁷ Ibid.

Gouvernance :

La CCIAG est une société d'économie mixte composée d'un actionnariat public et privé. Tout comme pour GEG, le principal actionnaire de la CCIAG est la ville de Grenoble, avec 52% des parts. Grenoble-Alpes métropole est également actionnaire de la CCIAG, avec 5%, de même que la ville d'Echirolles, qui possède 1% des parts. Au total, 58% de la CCIAG sont aux mains des collectivités locales. L'actionnaire privé est le groupe Dalkia, qui possède le reste des parts (précisément 18% pour Dalkia et 24% pour Dalkia France). La CCIAG est présidée par Hakim Sabri, adjoint au maire de Grenoble.

Depuis le 1^{er} janvier 2015, Grenoble-Alpes Métropole dispose de la compétence en matière de gestion des réseaux de chaleur urbains. D'après le responsable rencontré à la CCIAG, l'actionnariat principal de la CCIAG pourrait donc basculer à la métropole à court terme⁶⁸. L'élargissement des compétences de la Métro a par ailleurs simplifié le système des contrats de concession pour la CCIAG, puisqu'il n'y a désormais pour elle qu'une seule autorité concédante – la métropole – au lieu des sept précédemment (les sept communes desservies par le réseau de chaleur de la CCIAG). Notons que la CCIAG dispose également d'une seconde délégation de service public, pour l'exploitation de l'usine d'incinération de déchets ménagers d'Athamor. La délégation est attribuée à la CCIAG par la Métro, qui détient la compétence en matière de déchets. L'usine d'Athamor fournit le tiers de l'énergie distribuée sur le réseau de la CCIAG. Par ailleurs, c'est également la Métro qui gère le remplacement de l'actuelle chaufferie de la CCIAG située sur le site du CEA (quartier Presqu'île), dont le démantèlement est prévu pour 2018-2020. La Métro est maître d'œuvre pour la construction d'une nouvelle chaufferie fonctionnant uniquement à la biomasse et mise en place dans le cadre de la démarche EcoCité. La construction sera déléguée par la Métro à une société choisie via un appel d'offre. La CCIAG devrait se porter candidate⁶⁹.

Le responsable rencontré à la CCIAG relève une évolution du rapport entre les collectivités et la CCIAG depuis quelques années, en l'occurrence une volonté des collectivités de « reprendre en main » leurs outils énergétiques. Cette évolution est notable depuis l'arrivée à Grenoble d'une formation politique souhaitant avoir la main sur des outils qu'elle considère comme publics (la CCIAG et GEG), et depuis le transfert des compétences Energie à la Métro : « La CCIAG a vécu pendant longtemps sur une confiance aveugle. La collectivité s'immisçait de manière parcimonieuse dans ses activités, mais cela a beaucoup évolué. Aujourd'hui les collectivités, et la Métro depuis 2015, sont beaucoup plus soucieuses de suivre le fonctionnement de leurs outils de production et de distribution d'énergie [...]. On sent une grande évolution entre une époque où l'on faisait à peu près ce qu'on voulait, et aujourd'hui, où les collectivités s'impliquent, nous interrogent sur nos ambitions etc. »⁷⁰. Cette évolution a un impact direct sur l'innovation, celle-ci étant désormais guidée par les collectivités locales : « Avant, les projets innovants [de la CCIAG] étaient de l'initiative de la CCIAG. On faisait ce qui nous semblait bon. Aujourd'hui les choses se posent différemment. La collectivité pose des ambitions, des grandes idées, etc. Et elle interpelle ses outils pour savoir comment ils peuvent y répondre [...]. Aujourd'hui on est propositionnaire, alors qu'on était décisionnaire jusqu'ici. C'est peut-être dans l'ordre des choses »⁷¹.

⁶⁸ Ibid.

⁶⁹ Ibid.

⁷⁰ Ibid.

⁷¹ Ibid.

Enfin, comme pour GEG, la CCIAG se trouve au cœur du débat sur la remunicipalisation des services de l'énergie souhaitée par l'actuelle équipe municipale de Grenoble [voir les paragraphes suivants]. Cette dernière pourrait intervenir vers 2018-2020⁷².

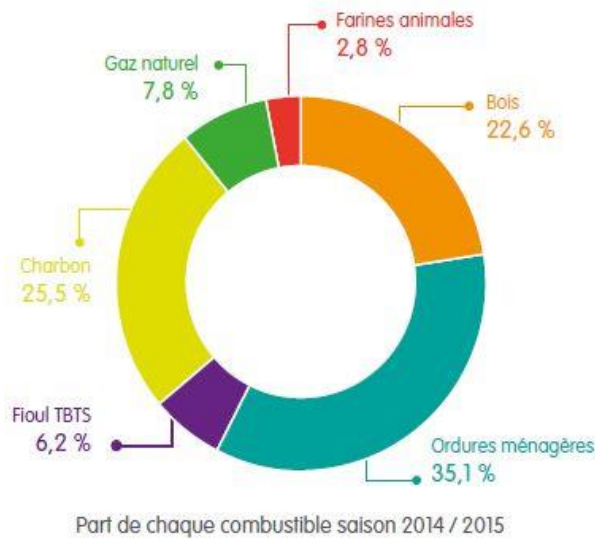
Principaux chiffres concernant la CCIAG :

<p>Chiffres clés :</p> <ul style="list-style-type: none"> - 54 ans d'expérience <ul style="list-style-type: none"> - 212 salariés - 6 centrales thermiques : Athanor (déchets ménagers), propriété de la Métro, qui fonctionne toute l'année ; la Poterne (charbon, bois, farines), Isergie en cogénération (production d'électricité et de chaleur à partir du gaz), dont l'arrêt est programmé depuis 2013, et la Villeneuve (charbon, bois). Ces trois centrales fonctionnent d'octobre à avril ; Vaucanson et CEA (qui fonctionnent au fioul), qui sont des centrales d'appoint. L'arrêt de la chaufferie du CEA est prévu pour 2020 ; - 6 combustibles différents : ordures ménagères, bois, farines animales, gaz naturel, charbon, fioul <ul style="list-style-type: none"> - 167 km de réseau - 7 communes desservies : Grenoble, La Tronche, Gières, Saint-Martin-d'Hères, Eybens, Echirolles, Pont-de-Claix <ul style="list-style-type: none"> - 848 MW de puissance raccordée - 94 000 équivalent-logements, soit 1/3 de la population de l'agglomération grenobloise <ul style="list-style-type: none"> - 694 379 MWh vendus
<p>Longueur du réseau de chaleur :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Grenoble : 92 664 mètres - La Tronche : 8 749 mètres - Echirolles : 24 690 mètres - Saint-Martin-d'Hères : 7 140 mètres <ul style="list-style-type: none"> - Eybens : 7 278 mètres - Pont-de-Claix : 3 880 mètres
<p>Combustibles utilisés (2013-2014) :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Ordures ménagères : 309 170 MWh <ul style="list-style-type: none"> - Bois : 69 663 tonnes - Farines animales : 4 101 tonnes - Gaz naturel : 74 027 MWh - Charbon : 38 055 tonnes - Fioul TBTS : 7 056 tonnes
<p>Bouquet énergétique (2014-2015) :</p> <ul style="list-style-type: none"> - 35,1% : Ordures ménagères <ul style="list-style-type: none"> - 25,5% : Charbon - 22,6% : Bois - 6,2% : Fioul TBTS - 7,8% : Gaz naturel - 2,8% : Farines animales

Source : plaquette « Rapport d'activité 2013-14 », CCIAG ; www.cciag.fr.

⁷² Ibid.

Un bouquet d'énergies toujours plus vert



Source : www.cciag.fr

La politique de la CCIAG dans le domaine des ENR :

La CCIAG s'est engagée dès les années 1990 dans une démarche multi-énergies basée notamment sur l'utilisation de ressources locales telles que le bois, les déchets ménagers ou les farines animales. Les combustibles fossiles sont en constante diminution au profit des ressources locales ou du gaz naturel. Ainsi, la part du fioul a diminué de 7,9% à 6,2% entre les saisons 2013-2014 et 2014-2015, et la part du charbon, de 26,4% à 25,5%.

Le bois énergie :

La CCIAG recourt au bois énergie pour sa production de chaleur depuis 1994, quand celui-ci a été introduit dans la centrale de la Villeneuve (cette dernière consomme désormais majoritairement du bois, un minimum de charbon). Actuellement, ce sont entre 70 000 et 80 000 tonnes de bois recyclé et de plaquettes forestières qui sont transformées chaque année en chaleur sur le site de Villeneuve et celui de la Poterne⁷³ (contre 1400 tonnes en 1995), dont le tonnage a quasiment triplé en cinq ans. Au total, la part du bois dans le bouquet énergétique de la CCIAG est passée de 7% en 1995 à 18% en 2010 et près de 23% en 2015. En 2010, grâce au bois notamment, la CCIAG avait réduit ses émissions de CO₂ de 53% par rapport à 1990.

L'objectif de la CCIAG est d'atteindre les 100 000 tonnes de bois utilisé pour produire de la chaleur en 2020, soit une part du bois dans le bouquet énergétique dépassant les 25%.

Afin de sécuriser ses approvisionnements, la CCIAG tente d'agir sur la filière bois locale. La compagnie a ainsi nommé en son sein un « acheteur bois », c'est-à-dire un interlocuteur spécialisé sur cette filière, qui se trouve en contact avec tous les intervenants (depuis le bûcheron jusqu'aux professionnels du bois recyclé). Par ailleurs, la CCIAG a investi dans la création d'une Plateforme Bois énergie, ouverte en octobre 2015 à Goncelin, dans la vallée du Grésivaudan (Isère). Cette plateforme, située sur un espace de huit hectares, permet de stocker du bois sous forme de

⁷³ Entretien avec l'adjoint du Directeur technique et production, CCIAG, Grenoble, 23 novembre 2015.

plaquettes (directement exploitables par les centrales), ou sous forme de rondins qui sont alors transformés sur place en plaquettes⁷⁴. Le projet résulte d'une coopération entre entreprises et collectivités locales - la CCIAG, un producteur de bois, un transformateur de bois, la communauté de communes du Pays du Grésivaudan et la commune de Goncelin -. La création de la plateforme a représenté un coût de 6,8 millions d'euros. Elle a bénéficié d'un montant de 1,2 millions d'euros en subventions publiques (FEDER, région Rhône-Alpes, ADEME), et de contributions des collectivités locales, l'essentiel étant supporté par les opérateurs tels que la CCIAG⁷⁵. Cette opération est un exemple réussi d'une coopération entre acteurs publics et privés et d'une tentative de structurer la filière bois. La structuration de la filière est en effet indispensable compte-tenu que la CCIAG souhaite augmenter le recours au bois dans ses chaufferies à l'avenir, et dans la perspective de la construction d'une nouvelle chaufferie à Grenoble, en remplacement de celle du CEA. Le projet de la Métro est en effet de construire une chaufferie alimentée par des plaquettes de bois, d'une puissance de chaleur de 30 MW, avec éventuellement une unité de cogénération électrique⁷⁶. D'après le responsable rencontré à la CCIAG, cette nouvelle chaufferie utiliserait 100 000 tonnes de bois annuellement, d'où la nécessité de consolider au maximum la filière locale : « On remonte en amont dans la filière. Cela nous permet de mieux la connaître, l'appréhender, d'avoir une vision plus juste des choses sur cette thématique. Mais il y a là un vrai sujet [la structuration de la filière]. Sur la nouvelle centrale, il faudra sortir 100 000 tonnes de bois. En même temps, investir en amont dans la filière permet de soutenir l'emploi local [...]. Cela fait partie de notre ambition d'être une entreprise citoyenne »⁷⁷.

Les déchets ménagers :

En plus du bois, la CCIAG valorise les déchets ménagers générés par l'agglomération grenobloise. Les déchets ménagers sont même le premier combustible utilisé par la compagnie, avec 35,1% du bouquet énergétique en 2014-2015. Les déchets sont triés, recyclés, compostés et incinérés sur le site d'Athanor, situé dans la commune de La Tronche. L'usine d'incinération comporte trois fours d'une capacité de 8 tonnes par heure. La valorisation des déchets s'accompagne d'une récupération de chaleur et d'une production d'électricité. Chaque année, 160 000 tonnes de déchets sont valorisées par la CCIAG, pour alimenter en chaleur et en eau chaude sanitaire environ 30 000 logements⁷⁸. Pendant les mois d'été, la valorisation des déchets alimente l'ensemble des clients de la CCIAG en eau chaude sanitaire.

Le débat sur la remunicipalisation de GEG et de la CCIAG

L'actuelle municipalité (EELV) ambitionne de remunicipaliser GEG et la CCIAG, ambition déjà inscrite dans le programme politique du maire actuel de Grenoble, Eric Piolle, présenté lors des élections municipales de mars 2014. Parmi les objectifs du programme figurait en effet « Des services publics efficaces et libérés des ingérences du privé » : « Avec l'arrivée de la droite en 1983 à Grenoble, les services publics ont été livrés aux grands groupes. Depuis, nous avons remunicipalisé l'eau dont la gestion est aujourd'hui l'une des moins chères de France. Nous

⁷⁴ Ibid.

⁷⁵ « Le pôle bois énergie du Grésivaudan : un partenariat unique entre acteurs publics et privés », Communes forestières Rhône-Alpes (territoiresforestiers-rhonealpes.eu) ; « Une nouvelle plateforme « bois énergie » inaugurée à Goncelin », France 3 Alpes, 15 octobre 2015 (france3-regions.francetvinfo.fr).

⁷⁶ Ce projet représente un coût global d'environ 50 millions d'euros. Il devrait être livré à l'horizon 2018-2019 (« Le point sur le dossier « chauffage urbain » », Association Démocratie Ecologie Solidarité, 3 juillet 2015, www.ades-grenoble.org). L'existence d'une cogénération dépendra des tarifs de rachat obtenu auprès de la Commission de Régulation de l'Énergie en 2016 (Entretien avec le responsable de la DGA Services techniques métropolitains, Grenoble-Alpes Métropole, Grenoble, 18 novembre 2015).

⁷⁷ Entretien avec l'adjoint du Directeur technique et production, CCIAG, Grenoble, 23 novembre 2015.

⁷⁸ D'après les données fournies par la compagnie, chaque habitant de l'agglomération grenobloise produit environ 1 kg de déchets par jour. Les déchets ménagers de 7 familles permettent de chauffer une autre famille (www.cciag.fr).

voulons poursuivre ce principe pour le gaz et l'électricité, le chauffage urbain, les parkings payants en ouvrage, etc. »⁷⁹. Le programme du groupe Rassemblement citoyen de la gauche et des écologistes comportait plusieurs engagements touchant le domaine des services publics de l'énergie ou de la transition énergétique, notamment l'engagement n°23 visant à créer « un service public de l'énergie d'agglomération » [voir tableau ci-dessous].

Ambitions du groupe Rassemblement citoyen de la gauche et des écologistes présentées aux élections de mars 2014 (extrait des « 120 engagements pour Grenoble ») :

<p>Engagement n°7 : Evaluer avec sérieux les politiques publiques « Chaque politique mérite d'être évaluée pour mesurer son efficacité. Dès l'élection, des audits indépendants seront engagés afin d'éclairer l'état financier de GEG, de la Compagnie de Chauffage, d'Alpexpo, du Stade des Alpes et du Palais des Sports et de mesurer leur nécessaire évolution. A l'instar du Nord-Pas-de-Calais, nous développerons des indicateurs de développement humain pour compléter les critères de gestion financière. Pour prendre en compte l'expertise d'usage, tous les acteurs du secteur concerné seront associés au comité d'évaluation ad hoc ainsi que des habitants représentant les Conseils citoyens ou les Unions de quartier ».</p>
<p>Engagement n°11 : Généraliser les comités d'usagers « A l'instar de la Régie des Eaux, chaque service public local sera doté d'un comité des usagers pour les associer à la définition et l'amélioration des services publics (Gaz Electricité, Chauffage, Déchets, Transports Publics, CCAS, Maisons des Habitants...) ».</p>
<p>Engagement n°21 : Améliorer la progressivité de la tarification sociale des services publics « La tarification de l'ensemble des services publics locaux sera revue. La tarification progressive sera élargie à l'eau, dont les premières tranches seront gratuites. [...] Le maintien de la fourniture de l'eau et de l'électricité sera garanti pour tous ».</p>
<p>Engagement n°22 : Lancer un plan majeur de rénovation énergétique « En s'appuyant sur l'Agence Locale de l'Energie et du Climat et les initiatives associatives, la Ville développera un service public de conseil et d'aide personnalisés aux particuliers, en vue de réaliser des économies d'énergies dans les bâtiments. En utilisant tous les outils incitatifs et règlementaires, l'opération Mur/Mur sera amplifiée. Les diagnostics énergétiques seront généralisés et les familles à bas revenus bénéficieront d'une aide à l'investissement. Un dispositif de type tiers investisseur sera créé pour faciliter le choix de la réhabilitation et sécuriser la stabilité du coût du logement et donc le maintien des propriétaires ou locataires occupants. Objectif : réduire de 30% les émissions de gaz à effet de serre à l'échelle de la Métro et de 25% la consommation énergétique par habitant d'ici 2020 (par rapport à 2005) ».</p>
<p>Engagement n°23 : Créer un service public de l'énergie d'agglomération « Les contrats de délégation et les suppressions d'emplois de GEG seront annulés. La fusion de GEG avec la Compagnie de Chauffage (CCIAG) au sein d'un service public d'agglomération sera étudiée. Dès 2014, une baisse des tarifs de la Compagnie de Chauffage sera réalisée. A terme, une tarification progressive de l'énergie sera mise en œuvre ».</p>
<p>Engagement n°24 : Créer une régie intercommunale de l'Eau « La Ville agira pour assurer la fusion de la régie grenobloise et du Syndicat Intercommunal de l'Eau de la Région Grenobloise dans une régie publique intercommunale de l'eau. Cette fusion doit permettre de garantir des tarifs progressifs de l'eau, incluant une part de gratuité ».</p>
<p>Engagement n°36 : Réduire la pollution atmosphérique « La Ville soutiendra l'élaboration d'un Plan de Protection de l'Atmosphère visant à ramener les niveaux de pollution en-dessous des normes européennes sur le mandat. Nous proposons de diminuer la vitesse sur les grands axes de circulation et de mettre en place une gratuité complète des transports collectifs de l'agglomération dès le seuil « d'information », c'est-à-dire en prévention des pics de pollution et de développer l'information des usagers. Un plan sera engagé pour réduire les poussières générées par les chauffages individuels au bois en développant les technologies adaptées ».</p>
<p>Engagement n°44 : Réduire la quantité de déchets, Réparer, Réemployer, Recycler « Concevoir autrement les déchets est non seulement un enjeu écologique mais aussi une piste pour créer des emplois. Nous porterons le projet d'une ressourcerie d'agglomération, encouragement à une consommation plus sobre fondée sur la ré-utilisation et la réparation, plus économique aussi pour les acheteurs. Chaque secteur bénéficiera d'une déchetterie à proximité. En collaboration avec la Métro, nous agirons pour réduire les déchets à la source, en particulier les emballages inutiles. Nous développerons le compostage, en particulier en pied d'immeuble, et expérimenterons la méthanisation ».</p>
<p>Engagement n°58 : Diversifier les activités industrielles et de recherche « La Ville mettra fin aux subventions municipales des pôles de compétitivité et valorisera la diversité du tissu industriel et scientifique grenoblois : climatologie, énergie, sciences sociales. La Ville favorisera l'émergence</p>

⁷⁹ Programme du candidat Eric Piolle, « Grenoble, une ville pour tous », mars 2014 (unevillepourtous.fr).

d'un pôle indépendant d'évaluation des risques potentiels liés aux nanotechnologies ».

Engagement n°112 : Vive les services publics intercommunaux

« Des régies publiques d'agglomération pour ce qui concerne l'eau, les déchets, l'énergie et le chauffage urbain seront parmi nos priorités. Le maintien d'une gestion publique des transports aussi ! Plus efficaces, moins coûteux, plus écologiques, ces services publics nous permettront de mettre en œuvre une tarification sociale, allant jusqu'à la gratuité pour les faibles revenus et les plus jeunes dans les transports publics, fondé sur le principe de progressivité (premières tranches gratuites pour l'eau, tarification sociale de l'énergie).

Autant de moyens, en situation de crise, de rendre du pouvoir d'achat aux grenoblois ».

Source : <http://unevillepourtout.fr/le-projet/>.

La volonté de la ville de remunicipaliser les deux compagnies énergétiques grenobloises soulève plusieurs questions : tout d'abord, comme c'est la métropole qui attribue désormais les concessions pour les réseaux de gaz et d'électricité, une partie du métier de GEG (et donc de son personnel) est désormais sous l'autorité de la Métro. Simultanément, le réseau de GEG ne représente désormais qu'une partie des concessions accordées par la Métro, puisque le territoire métropolitain excède celui de la ville de Grenoble. Il semble difficile d'imaginer une compagnie entièrement municipale dont la concession réseau est attribuée par un autre niveau de collectivité, même si la métropole est principalement gouvernée par des élus grenoblois. Du côté de GEG, on regrette par ailleurs l'amalgame effectué entre la compagnie d'électricité et de gaz et le domaine de l'eau : « Quel intérêt de remunicipaliser ? Il existe des confusions sur des parallèles entre l'électricité et le gaz et l'eau. GEG n'est pas un acteur privé, c'est une SEM. On n'a pas Veolia en face. La collectivité a le pouvoir d'imposer sa stratégie et sa décision. Et on est sur un tarif réglementé, c'est fixé au niveau national, pas par GEG, donc on n'a pas les excès qu'on a eus dans les domaines de l'eau. Donc cela n'a rien à voir »⁸⁰. En outre, alors qu'elle affiche sa volonté de remunicipaliser le domaine énergétique, la ville de Grenoble a poursuivi un appel d'offres pour l'éclairage public (lancé par l'équipe précédente), remporté en octobre 2014 par le consortium Vinci-Bouygues. Cet événement, le premier de la nouvelle municipalité dans le domaine de l'énergie, a été suivi d'une grève chez GEG, qui détient le marché de l'éclairage public de la ville depuis une centaine d'années. La perte de l'éclairage public menaçait environ 25 emplois dans la compagnie et représentait une perte de chiffre d'affaires de 1,5 millions d'euros⁸¹.

Enfin, une dernière inquiétude est soulevée par différents interlocuteurs concernant une éventuelle remunicipalisation de GEG et de la CCIAG : la perte d'un partenaire privé disposant de compétences techniques et d'un potentiel de R&D dont bénéficient ces compagnies locales. Le responsable rencontré à la CCIAG souligne ainsi : « L'intérêt de la SEM, c'est qu'on est dans des métiers très techniques. Il est important qu'on puisse s'appuyer sur les compétences techniques d'un groupe [Dalkia] qui n'a pas pour unique objet de travail le réseau de chauffage urbain de Grenoble. Il y a un retour d'expérience qui est enrichissant pour nous, et inversement. Il y a un échange technique très riche. Le fait d'avoir un actionnaire privé, ou plutôt, qui n'est pas purement local, nous permet de nous ouvrir et de confronter nos problèmes avec ceux des autres »⁸².

Le responsable du groupe d'opposition locale Les Républicains-UDI et société civile relève également : « Je vois un risque dans leur approche politique de ces questions, qui est assez pointu : c'est qu'eux – Europe Ecologie Les Verts-Parti de gauche -, leur souci c'est de tout basculer en régie. Leur obsession c'est de tout remunicipaliser, donc de mettre fin aux SEM. [...] Ce sont des modèles économiques montés il y a quelques décennies, et nous sommes un certain nombre, à droite, à gauche, au centre, à considérer que ce modèle a l'intérêt de garder un contrôle public et

⁸⁰ Entretien avec le responsable du département Ingénierie Énergétique, adjoint au Directeur Production, GEG, Grenoble, 7 décembre 2015. Le domaine de l'eau à Grenoble avait été privatisé en 1989, au profit de la Lyonnaise des Eaux (aujourd'hui propriété de Veolia) suite à des pratiques de corruption impliquant le maire de l'époque, Alain Carignon. Il a été remunicipalisation en 2000 (voir le lien : <http://www.ades-grenoble.org/ades/dossiers/eau/hist.html>, ainsi que le site www.partagedeseaux.fr).

⁸¹ « Grève à GEG après la perte du marché de l'éclairage public de Grenoble », France 3 Alpes, 14 octobre 2014 ; « Eclairage public à Grenoble : pourquoi Eric Piolle (EELV) ne soutient pas GEG contre Vinci-Bouygues », France 3 Alpes, 21 octobre 2014 ; « Grenoble : la guerre de l'éclairage », La Tribune, 22 octobre 2014.

⁸² Entretien avec l'adjoint du Directeur technique et production, CCIAG, Grenoble, 23 novembre 2015.

en même temps, d'associer un acteur industriel qui du fait de sa surface financière, a une capacité dans le domaine de la R&D, et qui fait profiter de ses capacités d'investissement dans la R&D. Face à cela, il y a une conception totalement différente, respectable mais je la combats, qui est « Nous voulons un contrôle total à 100%. La puissance publique n'a pas à travailler avec le privé. L'argent public ne peut servir à faire gagner de l'argent au privé ». [...] Je pense que cette volonté de remunicipaliser, cette espèce, d'insularisation, va priver Grenoble de sa capacité d'aller de l'avant sur le plan technologique, parce qu'on n'aura pas les moyens de se payer cette R&D [...] »⁸³.

Les services publics de l'énergie réinterrogés par la métropole

La métropole élabore actuellement un Schéma directeur multi-énergie à l'échelle de son territoire, document d'étude et de planification visant à « préfigurer un service public de l'énergie axé sur la maîtrise de la demande et la production d'énergie renouvelable »⁸⁴. Le schéma devrait réinterroger les besoins et la demande en énergie sur le territoire métropolitain et la manière d'y répondre. Il devrait également présenter le « scénario ENR » de l'agglomération d'ici 2020 et 2030. Outre une partie « planification », le schéma devrait également interroger la gouvernance de l'énergie dans la métropole, en l'occurrence le rôle des différents services publics de l'énergie et l'attribution des concessions dans les domaines du gaz et de l'électricité⁸⁵. L'élaboration du volet « gouvernance » du schéma directeur résultera d'une concertation entre un groupe politique représentant les différentes majorités politiques locales, composé de neuf élus ainsi que des directeurs des DGA Cohérence territoriale et Services techniques métropolitains de la Métro, et différents partenaires institutionnels comme l'ADEME ou la région Rhône-Alpes, des représentants de la recherche, du monde universitaire, du CEA, du cluster énergétique Tenerrdis, etc.⁸⁶. La métropole met également en place un comité des usagers sur les grands services publics comme celui de l'énergie. Composé de quatre collèges - un collège associatif, un collège d'usagers habitants, un collège d'usagers non habitants (consommateurs industriels, par exemple), un collège d'experts -, ce comité vise à diffuser de l'information sur les services publics, à confronter les points de vue des différents acteurs et à obtenir l'opinion des habitants sur les politiques publiques mises en place⁸⁷. L'un des objectifs de ces comités est en effet d'évaluer et améliorer les services publics locaux⁸⁸.

Le traitement des déchets et leur utilisation sur le réseau de chaleur devrait également faire l'objet d'un schéma directeur de la métropole, l'idée étant de réinterroger les sources de chaleur pour le réseau de chauffage⁸⁹.

Le Plan Air Energie Climat (PAEC) de la Métro

En 2004, en réponse à l'engagement de la France dans un Plan Climat national visant à lutter contre le changement climatique et limiter les émissions de gaz à effet de serre, des élus de la métropole grenobloise décident d'élaborer un Plan Climat à leur échelle. En 2005, Grenoble-Alpes Métropole est la première agglomération de France à posséder un Plan Climat, devenu depuis Plan Air Energie Climat (PAEC)⁹⁰.

⁸³ Entretien avec le conseiller municipal président du groupe d'opposition Les Républicains-UDI et société civile, Grenoble, 27 octobre 2015.

⁸⁴ www.lametro.fr.

⁸⁵ Entretien avec le responsable de la DGA Services techniques métropolitains, Grenoble-Alpes Métropole, Grenoble, 18 novembre 2015.

⁸⁶ Ibid.

⁸⁷ Le premier comité aura pour thème « tarification et chauffage urbain » (Ibid.).

⁸⁸ « Des comités des usagers des services publics à la Métro », Association Démocratie Ecologie Solidarité, 12 juin 2015 (www.ades-grenoble.org).

⁸⁹ Entretien avec le responsable de la DGA Services techniques métropolitains, Grenoble-Alpes Métropole, Grenoble, 18 novembre 2015.

⁹⁰ La mise en œuvre d'un Plan Climat Energie par les collectivités de plus de 50 000 habitants est obligatoire depuis la loi Grenelle II du 12 juillet 2010.

Structuré autour d'une charte d'engagement, le PAEC a pour objectif de mobiliser et de structurer l'action des collectivités dans la lutte contre le changement climatique. Il décrit les différentes mesures à prendre pour réduire les émissions de gaz à effet de serre, fixe des objectifs pour le territoire et définit un programme d'actions pour les atteindre.

Le Plan Climat de la Métro est basé sur une démarche partenariale et de mobilisation de différents acteurs (communes, bailleurs sociaux, associations, acteurs de l'enseignement et de la recherche, entreprises, etc.), la Métro étant assistée sur ce point par l'Agence Locale de l'Energie et du Climat (ALEC).

Au total, 68 partenaires signent la première charte élaborée pour la période 2005-2010. Le premier plan d'action interne, lui, est élaboré en 2007 pour la période allant jusqu'à 2012, la priorité étant donnée à l'habitat et au transport. En 2009, l'agglomération et la ville de Grenoble signent la convention des Maires à Bruxelles, s'engageant à aller au-delà des objectifs du paquet « Energie-Climat » adopté par l'Union européenne en 2008⁹¹. Une seconde charte est alors proposée aux différents partenaires du Plan Climat, pour la période 2009-2014. Elle est signée par 58 organismes. En 2010, la Métro décide de mobiliser également le grand public aux enjeux soulevés par le Plan Climat. En 2012, le Plan Climat devient le Plan Air Climat, avec pour ambition de réduire l'exposition de la population grenobloise à la pollution atmosphérique. Une nouvelle charte est proposée pour 2012-2014.

La métropole grenobloise a reçu en 2007 le label Cit'énergie, qui récompense les collectivités pour la qualité de leurs plans d'action en matière d'énergie et de climat, et qui est remis en cause tous les quatre ans. La Métro l'a obtenu de nouveau en 2012⁹².

Les objectifs du Plan Air Energie Climat à l'horizon 2020, 2030 et 2050 :

La Métro, à travers son PAEC, se fixe plusieurs objectifs reprenant les objectifs fixés par la région Rhône-Alpes dans son Schéma Régional Air Energie Climat (SRCAE). Parmi ces objectifs figure celui d'atteindre une production d'ENR représentant 20% de la consommation énergétique en 2020, et 30% en 2030. En 2012, les énergies renouvelables locales représentaient 13,6% de la consommation totale d'énergie, à raison de 25% de la consommation totale d'électricité et de 11% de la consommation totale de chaleur⁹³.

Objectifs 2020 et 2030 du Plan Air Energie Climat

	A L'HORIZON 2020		A L'HORIZON 2030
	OBJECTIF	REFERENCE	OBJECTIF
Emissions de GES	Réduire de 35% les émissions de 2005	SRCAE Rhône-Alpes	Réduire de 50% les émissions de 2005
Consommations d'énergie par habitant	Réduire de 30% les consommations de 2005		Réduire de 40% les consommations de 2005
Production ENR par rapport à la consommation énergétique totale	Atteindre un niveau de production d'ENR de 20%	Objectif révisé du Plan Air Energie Climat	Atteindre un niveau de production d'ENR de 30%
Emissions NOx	Réduire de 65% les émissions de 2005	SRCAE Rhône-Alpes	-
Emissions PM10	Réduire de 40% les émissions de 2005		-

Source : Lettre de l'Observatoire Plan Aide Energie Climat, janvier 2015.

⁹¹ Celui-ci fixe l'objectif climatique des « 3x20 » à atteindre d'ici 2020 : porter à 20% la part des ENR dans les énergies consommées, améliorer de 20% l'efficacité énergétique, réduire de 20% les émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990.

⁹² Notons aussi que la Métro a remporté en 2015 l'appel à projets « territoire à énergie positive pour la croissance verte » (TEPCV) pour son projet d'être une métropole à énergie positive d'ici 2050. Ce statut lui permet de recevoir une aide d'Etat pour des actions liées à l'efficacité énergétique ou pour son projet « Ecoles à énergie positive ».

⁹³ Lettre de l'Observatoire Plan Aide Energie Climat, janvier 2015.

Pour 2050, la Métro ambitionne d'atteindre le facteur 4, c'est-à-dire de diviser par quatre les émissions de GES par rapport à 1990. Elle souhaite également diviser par deux la consommation d'énergie de son territoire⁹⁴.

La production d'ENR en 2012 dans la métropole grenobloise

	ELECTRICITE			CHALEUR				
	Hydro-électricité	Biomasse (cogé)	Solaire PV	Bois automatique	Incinération OM 58% organiques, farines*	Bois bûche	Solaire thermique	Géothermie
GWh	971	30	6	246	261	231	7	2
Part de la production totale d'ENR	55%	2%	0,3%	14%	15%	13%	0,4%	0,1%

Source : Lettre de l'Observatoire Plan Aide Energie Climat, janvier 2015.

*OM : ordures ménagères

Les axes d'action du PAEC

<p>Axe 1 : Aménager le territoire pour consommer moins et s'adapter au changement climatique :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Renforcer la prise en compte des objectifs du Plan Air Climat dans les outils de planification du territoire - Concevoir collectivement une métropole capable de s'adapter aux changements climatiques <ul style="list-style-type: none"> - Aménager des espaces de vie sociale et économique « bas carbone »
<p>Axe 2 : Diminuer la dépendance de l'habitat aux énergies fossiles en améliorant la qualité thermique des logements :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Réhabiliter le parc existant et lutter contre la précarité énergétique - Construire des logements sobres, adaptés au réchauffement climatique en minimisant l'exposition à la pollution atmosphérique
<p>Axe 3 : Se déplacer plus sobrement en préservant la qualité de l'air :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Développer le réseau de transports collectifs urbains et l'articuler avec le développement de l'agglomération <ul style="list-style-type: none"> - Développer des modes actifs (marche et vélo) - Promouvoir et appuyer les initiatives de mobilité sobres et innovantes - Optimiser les transports de marchandise et la logistique urbaine
<p>Axe 4 : Consommer et produire localement en limitant l'impact sur l'environnement :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Développer une offre alimentaire locale, de qualité et accessible à tous - Produire localement des énergies renouvelables en développant notamment la filière bois locale dans le respect des objectifs de la qualité de l'air <ul style="list-style-type: none"> - Orienter la commande publique vers des circuits locaux responsables
<p>Axe 5 : Des services urbains sobres et propres :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Améliorer la qualité thermique du patrimoine public et des flottes de véhicules <ul style="list-style-type: none"> - Réduire à la source la production de déchets <ul style="list-style-type: none"> - Mieux collecter et trier les déchets - Diminuer les consommations énergétiques de l'assainissement tout en valorisant le potentiel énergétique

Source : planairclimat.lametro.fr

⁹⁴ Ibid.

Outils de planification et objectifs au niveau de la région

Au niveau de la région Rhône-Alpes, le principal document est le Schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE). Elaboré conjointement par la région et l'Etat, ce document définit des objectifs qualitatifs et quantitatifs régionaux en matière de valorisation du potentiel énergétique renouvelable sur les territoires, d'ici à l'horizon 2020, et dans le respect des objectifs nationaux. Le SRCAE dresse également des perspectives pour l'horizon 2050. Le SRCAE recense les différents gisements de production d'énergies renouvelables existant sur le territoire régional et définit le niveau de contribution de la région pour l'atteinte des objectifs nationaux. Ce dernier est fixé en coopération avec les collectivités infrarégionales, les entreprises et les citoyens.

Approuvé en avril 2014, le SRCAE Rhône-Alpes fixe pour objectif de réduire de 21 % la consommation d'énergie primaire, de 30 % les émissions de gaz à effet de serre et d'augmenter la part des énergies renouvelables de 30 % d'ici 2020⁹⁵, soit des objectifs supérieurs aux objectifs nationaux définis dans le Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables 2009-2020.

Chiffres clés des énergies renouvelables en Rhône-Alpes :

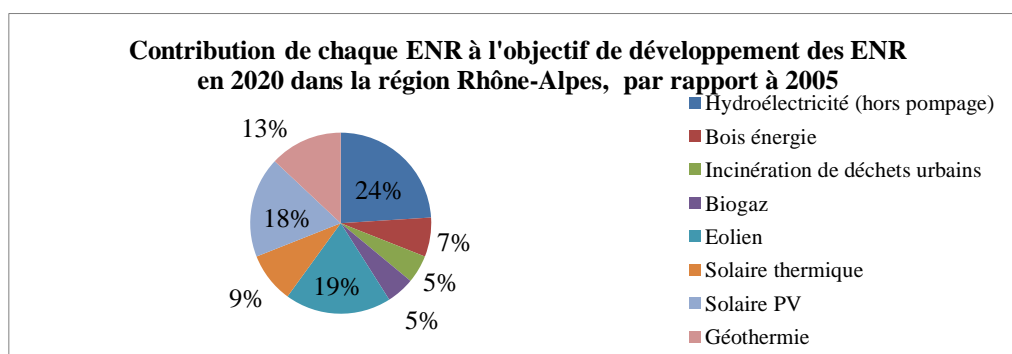
- 20% de la production nationale d'ENR est réalisée sur le territoire rhônalpin
 - 25% des énergies produites en Rhône-Alpes sont renouvelables
- L'hydraulique (60%) et le bois-énergie (31%) sont les principales sources ENR
- Rhône-Alpes est la première région productrice d'hydroélectricité en France

Les objectifs de la région Rhône-Alpes définis dans le SRCAE pour 2020

	Les objectifs du SRCAE Rhône-Alpes		Les objectifs nationaux
Consommation d'énergie	- 21,4% d'énergie primaire / tendanciel -20% d'énergie finale / tendanciel		-20% d'énergie primaire / tendanciel
Emissions de GES en 2020	-29,5% / 1990 -34% / 2005		-17% / 1990
Emissions de polluants atmosphériques	PM10	-25% en 2015 / 2007 -39% en 2020 / 2007	-30% en 2015 / 2007
	NOx	-38% en 2015 / 2007 -54% en 2020 / 2007	-40% en 2015 / 2007
Production d'ENR dans la consommation d'énergie finale en 2020	29,6%		23%

Source : SRCAE Rhône-Alpes, avril 2014.

L'objectif régional de 29,6% de production d'ENR dans la consommation d'énergie finale, fixé pour 2020, équivaudrait à une production de 3,5 Mtep d'ENR, soit une augmentation de plus d'un tiers de la production de 2005. La source ENR qui devrait contribuer le plus à l'objectif régional est l'hydroélectricité (24%), puis l'éolien (19%) et le solaire photovoltaïque (18%).



Source : SRCAE Rhône-Alpes, avril 2014.

⁹⁵ <http://srcae.rhonealpes.fr>.

Les grandes orientations du SRCAE Rhône-Alpes en matière d'offre énergétique :

Développer la planification des énergies renouvelables au niveau des territoires
 Assurer le développement soutenu, maîtrisé et de qualité de la filière éolienne
 Réconcilier l'hydroélectricité avec son environnement
 Développer le bois-énergie par l'exploitation durable des forêts en préservant la qualité de l'air
 Limiter les déchets et développer leur valorisation énergétique
 Faire le pari du solaire thermique
 Poursuivre le développement du photovoltaïque en vue de la parité réseau de demain
 Développer les réseaux de chaleur et privilégier le recours aux énergies renouvelables
 Développer une filière géothermie de qualité
 Adapter l'évolution des réseaux d'énergie aux nouveaux équilibres offre/demande
 Augmenter les capacités de stockage de l'électricité

Source : SRCAE Rhône-Alpes, avril 2014.

Par ailleurs, la région Rhône-Alpes dispose d'un schéma régional éolien, qui est un volet du SRCAE Rhône-Alpes. Celui-ci définit les parties du territoire régional considérées comme favorables à l'accueil d'infrastructures éoliennes. En termes de puissance raccordée, la région Rhône-Alpes se situe en 2010 au 12^{ème} rang national, avec 143 MW, soit environ 3% de la puissance totale en France. La région ne figure donc pas parmi les régions françaises disposant d'un fort potentiel éolien. L'essentiel des parcs éoliens de la région sont situés dans les départements de la Drôme et de l'Ardèche, qui possèdent le plus grand nombre de communes situées en zone favorable à l'éolien⁹⁶. L'Isère possède des zones favorables à l'éolien dans sa partie nord essentiellement, l'agglomération grenobloise ne répondant bien évidemment pas à ces critères⁹⁷. Sur la base des objectifs ENR fixés par le SRCAE Rhône-Alpes, par ailleurs, le Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) est élaboré par Réseau Transport Electricité (RTE) afin de créer les conditions de raccordement au réseau des projets ENR électriques.

Enfin, la région dispose également d'un Plan Climat, qui se fixe pour objectif de réduire les émissions de GES de la collectivité (lycées publics, transports collectifs régionaux...) de 40% d'ici 2020 et de 80% d'ici 2050⁹⁸.

Exemples de projets innovants à Grenoble et dans la métropole grenobloise

Le projet autour de la géothermie dans le quartier Presqu'île à Grenoble

Le quartier de la Presqu'île à Grenoble est un quartier actuellement en cours d'aménagement. Il fait partie des grands projets urbains de la municipalité. Au total, l'opération Presqu'île pour Grenoble consiste à aménager 850 000 m² de surface plancher d'ici 2034 (date de fin du projet), pour en faire un quartier neuf et innovant.

⁹⁶ Schéma régional éolien de la région Rhône-Alpes, octobre 2012, p.11-12 et p.31 (disponible sur : http://www.rhone-alpes.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/SRE_RA_-_v_approuvee_au_26-10-2012_2_cle1cc2cd.pdf).

⁹⁷ Ibid., p.31.

⁹⁸ <http://www.rhonealpes.fr/516-conference-sur-le-climat.htm>.

Le quartier Presqu'île, au nord de Grenoble



Source : www.citizen-smartcity.eu

En matière d'ENR, le quartier Presqu'île est déjà un quartier innovant à plusieurs points de vue : d'abord, parce qu'il abrite déjà des centres de recherches et laboratoires ainsi que des start-ups spécialisés dans le domaine de l'énergie, dont les énergies renouvelables. Le CEA s'occupe désormais également des énergies alternatives, et c'est sur Presqu'île qu'a été ouvert le centre d'excellence GreEn-ER consacré aux ENR, sur le campus GIANT. Par ailleurs, la Presqu'île accueillera dans quelques années une nouvelle chaufferie (à la place de celle du CEA) fonctionnant uniquement à la biomasse, et dont le maître d'ouvrage est la métropole.

Le secteur de la Presqu'île est innovant en matière d'ENR également du point de vue de la conception des bâtiments, en particulier des logements dans le secteur Cambridge. Ce dernier est aménagé par la SEM InnoVia, propriété de la ville de Grenoble à 58%. L'opération concernant Cambridge consiste en la construction, entre 2016 et 2020, de 1000 logements, 450 logements étudiants, 3000 m² de commerces, un pavillon de la mobilité, un parc public, une crèche publique, le siège de la Fédération française du Bâtiment et des Travaux Publics (FBTP) etc. Le projet est prévu en deux tranches, une première tranche (2016-2018) devant livrer 500 logements, les 450 logements étudiants, 1500 m² de commerces, le pavillon de la mobilité et le siège de la FBTP, soit 17 bâtiments. D'après le responsable rencontré au sein de la société InnoVia, les premiers habitants dans le secteur Cambridge sont attendus pour avril-juin 2016⁹⁹.

Sur le plan énergétique, les bâtiments conçus par la société répondent à des objectifs environnementaux précis : la norme BBC moins 30%, et un raccordement à un système de géothermie peu profonde pour les besoins en chaleur et en eau chaude sanitaire. Précisément, le projet de la société InnoVia consiste à raccorder chaque bâtiment à une pompe à chaleur qui pompe dans la nappe phréatique située sous le bâtiment, mais qui ne rejette pas l'eau pompée dans cette même nappe : les eaux pompées sont en effet collectées puis rejetées ensemble, via un réseau d'exhaure, dans l'Isère. Pour le responsable rencontré au sein de la société InnoVia, une telle opération permet de sauvegarder la nappe phréatique en évitant de lui imposer des changements de température : « On a montré que si on laisse faire la géothermie classique, avec pompage et rejet, on va avoir un phénomène de cannibalisation de la nappe phréatique. La nappe va s'éteindre et ne plus être capable de réagir. Si on fait un système intelligent, avec des pompes à chaleur qui correspondent uniquement aux besoins, et un système de collecte des eaux usées, c'est-à-dire qu'au lieu de les rejeter dans la nappe phréatique, on les collecte et on les amène directement dans l'Isère... L'intérêt c'est qu'il n'y a pas de cannibalisation, pas de problématique de température. [...] On ne fait qu'accélérer légèrement le phénomène de l'écoulement de la nappe phréatique entre le Drac et l'Isère. Mais comme on est dans la confluence du Drac et de l'Isère, on est dans ce qu'on appelle la nappe d'accompagnement, notre impact, il est ridicule. On a un impact dynamique sur la nappe, parfaitement acceptable par la nappe. On n'a pas d'impact thermique sur la nappe, et on n'a pas d'impact sur le rejet dans l'Isère. On est plutôt fier de notre coup »¹⁰⁰.

L'opération prévoit l'installation de petites pompes à chaleur consommant peu d'énergie et ayant un rendement de 80-90% (ou encore un coefficient de performance -COP- de l'ordre de 5 ou 6, voire plus), capables de s'arrêter pour ne pas surproduire : « En mettant des systèmes intelligents,

⁹⁹ Entretien avec le directeur de projets de la société InnoVia, Grenoble 18 novembre 2015.

¹⁰⁰ Ibid.

qui vont contrôler le démarrage et l'arrêt des pompes à chaleur, par rapport aux besoins de chauffage globaux du bâtiment, en jouant sur l'inertie du bâtiment, on va être capable d'optimiser les usages électriques et de ne pas faire tourner les pompes à chaleur au moment des pics de consommation. Quand il n'y a pas de besoin (quand on sera en pic de production, et généralement, en creux de demande), on va emmagasiner des calories, en l'occurrence positives, dans les bâtiments »¹⁰¹. L'été, les pompes à chaleur ne fonctionneront que pour l'eau chaude sanitaire, les bâtiments seront rafraîchis de manière passive.

Avant le projet, la société InnoVia a réalisé durant trois ans un programme de modélisation de la nappe phréatique, avec l'appui de la démarche EcoCité : « C'est un truc de fou, c'est trois ans pour stabiliser le modèle, des années de mesures et intégrations de mesures, etc. On a aujourd'hui un modèle mathématique qui nous permet de connaître le fonctionnement dynamique et le fonctionnement thermique, sur tout une année, et donc on est capable de dire, si on met une pompe à chaleur dans l'aquifère, comment ce sera dans cinq ans, comment cela va se stabiliser etc. »¹⁰². D'après le responsable rencontré, ce nouveau système concurrence directement le réseau de chaleur classique, selon lui inadapté à la construction d'un nouveau quartier répondant à de tels niveaux de performance. L'intérêt d'un tel système, par rapport au réseau de chaleur, est qu'il évite les écueils de ce dernier pour la production d'eau chaude sanitaire, en l'occurrence les déperditions de chaleur et la surproduction : « Ce qui est sûr, c'est qu'aujourd'hui on fait tourner un réseau de chaleur pour produire de l'eau chaude sanitaire à un certain nombre de personnes qui sont raccordées au réseau, mais qu'il est sur-capacitaire et qu'on a une déperdition de chaleur qui est colossale »¹⁰³.

D'après le même responsable, le projet grenoblois peut être répliqué dans d'autres lieux en France, les principales questions conditionnant sa mise en place étant la capacité de la nappe phréatique locale et la question de savoir où rejeter l'eau pompée sans produire un impact environnemental. Le projet de la société InnoVia pour la ville de Grenoble, a bénéficié d'un financement de 1,2 millions d'euros du programme EcoCité, et de 460 000 euros du projet européen City-Zen : « C'est une aide considérable. C'est la preuve qu'on fait un truc totalement innovant, qui va permettre de mieux intégrer les ENR dans notre façon de faire fonctionner le quartier »¹⁰⁴. Le projet est toutefois pénalisé par les lenteurs administratives : alors que les premiers habitants sont attendus au plus tôt pour mars 2016, l'enquête publique concernant le projet n'a toujours pas été réalisée par la préfecture de région, sachant qu'elle doit être suivie par un avis du Conseil départemental de l'environnement et des risques sanitaires et technologiques (CODERST) et par un arrêté du Préfet. Selon le responsable rencontré, il a été particulièrement difficile aux services territoriaux de l'Etat de comprendre l'intérêt et la valeur ajoutée du projet, et au lancement de la procédure administrative, aucun service territorial d'Etat, au niveau de la région ou du département, n'a été en mesure de dire à quel Code juridique renvoyait le projet grenoblois (qui renvoie au Code minier et non pas au Code de l'environnement, comme on pourrait le penser de prime abord).

Projet d'initiative citoyenne dans le domaine photovoltaïque

Dans le domaine photovoltaïque et en dehors du projet d'ombrières photovoltaïques sur les parkings, mené en partenariat avec GEG, la métropole grenobloise a lancé un projet citoyen d'énergie solaire (photovoltaïque) en partenariat avec l'Agence Locale de l'Energie et du Climat (ALEC) et la firme Enercoop Rhône-Alpes¹⁰⁵ qui est à l'initiative du projet. Il s'agit d'un projet

¹⁰¹ Ibid.

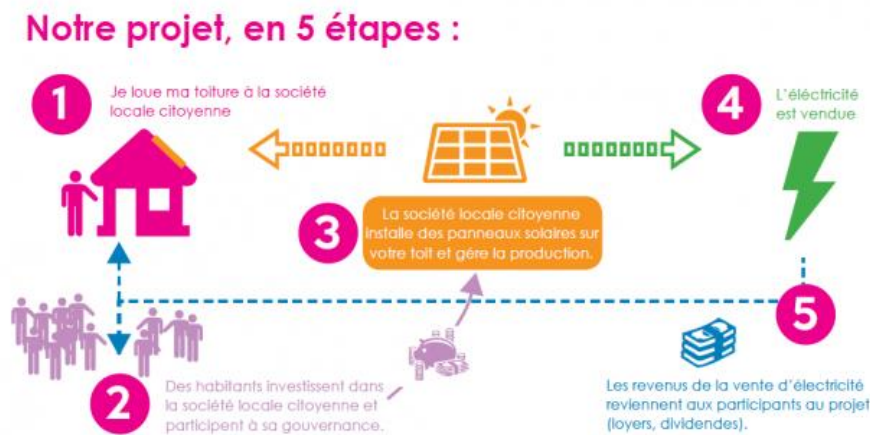
¹⁰² Ibid.

¹⁰³ Ibid.

¹⁰⁴ Ibid.

¹⁰⁵ Enercoop Rhône-Alpes, coopérative appartenant au réseau Enercoop, a été créée en 2010. Elle disposait en 2014 de 3800 clients dans la région, 10 producteurs hydrauliques, quatre producteurs photovoltaïques et trois producteurs petits éoliens.

coopératif d'investissement citoyen, dans lequel les habitants louent leur toiture pour la pose de panneaux photovoltaïques. L'investissement dans les toitures se ferait via une société de projets (dont la création est prévue en 2016) ouverte aux citoyens, dans laquelle participerait également Enercoop, le Fonds OSER¹⁰⁶, la Métro (la participation de la Métro est rendue possible par la loi sur la Transition Énergétique et la Croissance Verte votée en août 2015), etc. L'objectif du projet est d'installer un mégawatt crête en photovoltaïque. Le projet est une nouveauté dans la métropole¹⁰⁷ mais il peine à démarrer : un appel à citoyens a été lancé précipitamment en septembre 2015 (l'idée étant de bénéficier des tarifs de rachat en vigueur jusqu'à début 2016), mais les retours ont été peu nombreux du fait, très certainement, d'un manque de communication. Les organisateurs attendent donc désormais la publication des nouveaux tarifs de rachat, en 2016, pour relancer l'initiative. L'enjeu de ce projet réside dans la mobilisation des citoyens locaux, tandis que la principale difficulté reste la dépendance du projet aux tarifs de rachat fixés par l'Etat.



Source : Enercoop.

Conflits et freins au développement des ENR

Le cas du projet d'Enercoop et de la Métro, « Investissement citoyen participatif pour le développement de l'électricité d'origine photovoltaïque dans la métropole grenobloise », illustre les barrières au développement des ENR vécues au niveau des territoires. On retrouve en effet dans les propos des interlocuteurs rencontrés deux types de limites : l'une renvoyant à la prégnance de l'Etat, l'autre au manque d'intérêt chez les citoyens (voire les élus).

La prégnance de l'Etat s'exprime en particulier à travers la fixation des tarifs de rachat dont dépend la rentabilité de nombreux projets, surtout dans le domaine photovoltaïque. Comme l'indique le responsable rencontré à la métropole : « Sur le photovoltaïque, tout dépend du modèle économique qui dépend des tarifs d'achat fixés par l'Etat, qui sont rebattus régulièrement, via les appels d'offres CRE ou les tarifs d'achat directement. On attend ce qui va sortir en 2016. Il existe un grand potentiel photovoltaïque mais le modèle économique n'est pas forcément là. C'est la vraie limite, pour moi, à une déconcentration de la production d'énergie. C'est qu'aujourd'hui tu

¹⁰⁶ OSER est une société de financement régionale créée en 2013, dans l'optique d'accompagner le développement des projets ENR dans les territoires, sur les régions Rhône-Alpes et désormais sur la région Auvergne. Les actionnaires du Fonds sont notamment la région Rhône-Alpes, la CDC, la Banque populaire des Alpes et la Caisse d'Épargne Rhône-Alpes.

¹⁰⁷ Notons que le Fonds OSER expérimente actuellement un projet impliquant les citoyens autour du solaire : il s'agit d'un projet d'épargne citoyenne mené avec la société SPEAR (société d'épargne) et intitulé Pilat Solaire : ce projet prévoit l'installation de 133 centrales photovoltaïques dans la région Rhône-Alpes afin de produire plus de 100 000 kWh par an (www.spear.fr). Les panneaux seront de fabrication française.

peux développer certaines énergies, à condition que les tarifs de rachat qui sont fixés à l'échelle nationale rendent les projets rentables »¹⁰⁸.

Le responsable rencontré au sein du Fonds OSER va dans le même sens : « Si on prend le sujet des ENR, on reste quand même très clairement dépendants... Aujourd'hui un projet solaire, on est dépendant d'un tarif qu'on obtient via la Commission de Régulation de l'Énergie qui fait des appels d'offres. Là-dessus, une région, elle peut penser ce qu'elle veut, elle n'a aucune capacité d'action. C'est une réalité, c'est pour ça qu'il faut avoir une approche, quand je dis industrielle, c'est dans le bon sens du terme, avec de la rationalité »¹⁰⁹.

Deuxième type de freins évoqués localement, le manque d'intérêt des citoyens : « C'est dans la tête des gens. Les gens n'y croient pas, alors qu'il suffit d'utiliser pour voir que ça marche. Ou alors ils pensent que c'est trop coûteux, ils ne réfléchissent pas en coût global, ils préfèrent payer leurs factures d'électricité ou de fuel. Et puis ils sont dans un schéma qui n'est pas constructif, subi, et ils n'en sortent pas, parce que cela ne les impacte pas suffisamment. Ou alors ce sont des gens qui n'ont pas toujours les moyens »¹¹⁰. Le problème du coût se pose également dans la ville même de Grenoble, selon certains élus, notamment dans les quartiers ou ZAC rénovés : « Le débat c'est : n'est-on pas en train d'éloigner des gens de la capacité d'être propriétaires ? [...] Comme je crois sincèrement à la manière de promouvoir la cause environnementale, même si c'est de manière différente de celle des Verts, tout ce qui donne le sentiment de « En plus il faut payer », sur le plan de l'adhésion, c'est un repoussoir. [...] Si les normes sont trop significatives dans le logement, on interdit aux gens le marché du neuf, et on ne leur propose aucune alternative »¹¹¹.

L'acceptation locale reste par ailleurs problématique pour les problèmes de type éolien ou méthanisation, de même que l'adhésion des élus : « Ce qui est vraiment bloquant c'est que le fonctionnement démocratique sur les projets ENR est extrêmement compliqué. Il y a une réelle difficulté à rentrer dans les projets et à les rendre acceptables. En méthanisation on a des recours systématiques, en éolien c'est pareil. On a deux projets en éolien et en métha cet automne, ce sont des projets qui ont commencé en 2006-2007. Il y en a un qui est allé au Conseil d'Etat, avec des recours dans tous les sens... C'est un sujet d'avoir des outils comme OSER, comme Energies Partagées ou d'autres, mais l'enjeu c'est de rendre ces projets tolérés ou acceptés par leur environnement, en en faisant une forme de contrepartie ou de retour sur le territoire. [...] Les élus, ils n'ont pas de motivation particulière [...]. S'ils voient qu'un projet patachone, ils vont surtout lever le pied. [...] C'est difficile de sortir des projets dans ces conditions »¹¹².

Filières locales ENR

La principale filière ENR présente et encouragée dans la région est celle du bois énergie, puisque la ressource est présente localement. La ville de Grenoble et Grenoble-Alpes métropole accordent d'ailleurs une place croissante au bois pour la production d'énergie, dans le premier cas, via la CCIAG en particulier, dans le second cas, via la future chaufferie remplaçant celle du CEA, dont la Métro est le maître d'œuvre, et qui fonctionnera au bois à 100%. Le développement de la filière bois fait partie, par ailleurs, des axes d'actions du Plan Air Energie Climat de la Métro, et des objectifs du SRCAE Rhône-Alpes. Enfin, il existe ou a existé plusieurs mécanismes de soutien pour le bois énergie (soutenant indirectement la filière) : au niveau de la région (Chèque énergie

¹⁰⁸ Entretien avec le responsable de la DGA Services techniques métropolitains, Grenoble-Alpes Métropole, Grenoble, 18 novembre 2015.

¹⁰⁹ Entretien avec le directeur Projets et Investissements, Société de financement régionale OSER, Grenoble, 27 octobre 2015.

¹¹⁰ Entretien avec le chargé d'accompagnement technique de l'Agence Locale de l'Énergie et du Climat (ALEC), Saint Martin d'Hères, 17 novembre 2015.

¹¹¹ Entretien avec le conseiller municipal président du groupe d'opposition Les Républicains-UDI et société civile, Grenoble, 27 octobre 2015.

¹¹² Entretien avec le directeur Projets et Investissements, Société de financement régionale OSER, Grenoble, 27 octobre 2015. On parle ici de projets situés hors du territoire de la métropole grenobloise.

Rhône-Alpes pour le bois¹¹³ et le solaire), du département Isère et de l'ADEME (Fonds Chaleur). La Métro a également mis en place la Prime Air Bois, pour le remplacement des chaudières datant d'avant 2002 et les cheminées ouvertes. Le chauffage individuel au bois est en effet responsable de 43% des émissions de particules fines, voire jusqu'à 75% lors des pics de pollution en hiver¹¹⁴. La Prime Air Bois s'élève à 800 euros et peut aller jusqu'à 1200 euros selon les ressources du ménage. La Métro ambitionne de renouveler 5000 chaudières à bois individuelles dans les cinq années à venir, soit un cinquième du stock existant sur son territoire, estimé à 25 000¹¹⁵.

Fin 2012, on comptait dans la région Rhône-Alpes 124 fournisseurs de bois déchiqueté (qui pour la majorité d'entre eux, produisent essentiellement de la plaquette forestière), ainsi que sept producteurs de granulés. L'Isère est en Rhône-Alpes un département atypique, puisqu'elle dispose d'un nombre de producteurs largement supérieurs aux autres départements (plus d'une trentaine en 2012), même si la production n'y est pas la plus élevée : ainsi, les 10 producteurs de bois de l'Ain produisaient chacun environ 9000 tonnes de bois en 2012, tandis que la production iséroise moyenne par entreprise s'élevait à près de 4000 tonnes¹¹⁶. Le paysage isérois de la production de bois se compose de quelques producteurs importants, capables d'assurer l'approvisionnement de clients urbains tels que la compagnie de chauffage de Grenoble (CCIAG), et de nombreux petits producteurs approvisionnant les territoires ruraux. Afin de s'assurer un stock permanent de bois disponible, la CCIAG a investi récemment dans une Plateforme Bois Energie, dans la vallée du Grésivaudan en Isère [voir paragraphe sur la CCIAG].

Si la production de bois est bien présente dans la région grenobloise et plus largement dans la région Rhône-Alpes, tous les métiers de la filière bois ne sont pas présents localement ni même au niveau national : c'est le cas des fabricants de chaudières collectives ou individuelles. Les chaudières collectives sont principalement importées des pays germanophones ou de Scandinavie (il n'existe aucun constructeur national), tandis que les chaudières individuelles viennent principalement d'Autriche et d'Allemagne. Des constructeurs français existent sur ce dernier segment mais leur part dans les ventes de chaudières est marginale. Quant aux poêles à granulés, la majorité de ceux vendus en France provient d'Italie¹¹⁷. Il existe toutefois un potentiel de création d'emplois dans les territoires, dans les segments de l'installation, de l'entretien et de la maintenance de chaudières ou de poêles¹¹⁸.

Dans le domaine photovoltaïque, il existe un producteur local en Isère, Photowatt, filiale à 100% d'EDF ENR. Comme l'indique cependant l'un de nos interlocuteurs : « Il en existe, des producteurs, mais souvent les matériels les plus performants, les plus compétitifs, ils viennent d'ailleurs, pas de chez nous, mais d'Allemagne, de Chine... On a raté un train. On a raté un train sur l'éolien, sur le solaire, sur le bois... Sur tout, en fait »¹¹⁹.

Conclusion

Depuis les années 2000, Grenoble s'est illustrée en tant que ville pionnière et innovante en matière de développement durable et d'environnement, à travers de grands projets d'aménagement ou de rénovation urbains ou à travers plusieurs entreprises locales dont elle est l'actionnaire majoritaire et qui sont fortement investies dans le domaine de la transition énergétique, notamment le

¹¹³ Pour le bois, il s'agissait d'une aide de 1000 euros pour l'installations de chaudières au bois automatiques (granulés ou plaquettes) chez des particuliers. Ce dispositif a été supprimé.

¹¹⁴ www.chauffagebois.lametre.fr.

¹¹⁵ Entretien avec le chargé d'accompagnement technique de l'Agence Locale de l'Energie et du Climat (ALEC), Saint Martin d'Hères, 17 novembre 2015.

¹¹⁶ « Atlas des filières d'approvisionnement en bois-énergie en Rhône-Alpes. Situation fin 2012 », ADEME, p.4.

¹¹⁷ « La filière « granulés », une source d'emplois non-délocalisables », La lettre de Propellet, octobre 2015, p.2.

¹¹⁸ Entretien avec le chargé d'accompagnement technique de l'Agence Locale de l'Energie et du Climat (ALEC), Saint Martin d'Hères, 17 novembre 2015.

¹¹⁹ Ibid.

développement des énergies renouvelables. Dans le premier cas, l'exemple illustre de la ville est la rénovation de la ZAC de Bonne, premier écoquartier de France consacré en 2009 et répondant aux normes de Haute Qualité Environnementale (HQE). Ce quartier est équipé en micro-cogénération pour le chauffage et l'électricité des logements, et en panneaux photovoltaïques (sur le centre commercial). L'ambition de la ville se poursuit depuis, en particulier avec la construction du quartier Presqu'île, lui-même innovant en termes d'ENR de par la présence d'un campus de recherche et d'innovation consacré notamment aux énergies nouvelles (le campus GIANT), la construction future d'une chaufferie fonctionnant uniquement au bois, et d'un ensemble de logements dont le système de chauffage et de refroidissement repose à 100% sur la géothermie.

L'ensemble de ces projets témoignent de la volonté de la municipalité grenobloise de demeurer à l'avant-garde du développement durable et des énergies renouvelables en France, dans un contexte pourtant peu encourageant : le patrimoine municipal est en effet composé de nombreux bâtiments issus des années 1960-1970, notamment ceux construits pour les Jeux olympiques de 1968, qui sont fortement consommateurs d'énergie et dont la mise aux normes, pour certains d'entre eux, est difficilement réalisable ; par ailleurs, Grenoble souffre toujours d'une réputation de ville au taux de pollution très élevé, ce que confirme le dernier classement effectué par l'Institut national de veille sanitaire et publié en janvier 2015 : Grenoble arrive en cinquième position des villes les plus polluées de France (pollution dues aux particules fines PM10), derrière Marseille, Lille, Lyon et Nice, et devant l'agglomération de Lens-Douai et même Paris¹²⁰. L'orientation de la ville vers le développement durable a pourtant été confirmée par l'arrivée en 2014 d'une municipalité écologiste, pour la première fois en France dans une ville de plus de 150 000 habitants. Malgré sa réputation de ville polluée, que renforce sa situation géographique dans une « cuvette », Grenoble est à la pointe en matière d'environnement et donc de lutte contre la pollution. L'implication des deux entreprises locales énergétiques dans le domaine des ENR y contribue pour beaucoup : l'entreprise GEG produit à partir de l'hydraulique, du photovoltaïque et de l'éolien (en dehors du territoire de la métropole grenobloise), et expérimente le biogaz, tandis que la compagnie de chauffage (CCIAG) produit à plus de 60% à partir d'énergies renouvelables et de récupération (surtout les ordures ménagères), donc à partir de ressources locales ; elle accorde au bois énergie une place croissante, et s'implique en parallèle dans la consolidation de la filière bois locale.

Le transfert de la compétence Energie à Grenoble-Alpes métropole depuis le 1^{er} janvier 2015 peut être perçu comme une opportunité de mener des projets ENR à plus grande échelle et d'augmenter la capacité à mobiliser des financements, mais la question demeure de savoir comment cette nouvelle compétence de la Métro va s'accorder avec la volonté affichée de la municipalité grenobloise actuelle de remunicipaliser les deux entreprises énergétiques (GEG et la CCIAG), suivant l'expérience du domaine de l'eau, privatisé à la fin des années 1980 puis remunicipalisé en 2000.

S'agissant des filières ENR sur le territoire de la métropole, ce sont surtout le bois énergie et le photovoltaïque qui se développent, tandis que d'autres projets se dessinent en particulier autour de la méthanisation (station d'épuration Aquapole), ou des projets innovants comme celui de la géothermie sur Presqu'île. Dans le cas du bois énergie, la principale barrière est le manque de structuration de la filière, qui reste encore à consolider, bien que les ressources et les producteurs existent localement. Dans le cas du photovoltaïque, ce sont davantage les tarifs de rachat, fixés par l'Etat, qui conditionnent le lancement et la réussite des projets.

¹²⁰ « A Grenoble, la pollution de l'air tue... et vite ! », Place GRE'NET, 16 février 2015.

La région Silésie (Pologne)

Amélie Bonnet

Synthèse

Le développement territorialisé des renouvelables en Pologne s'inscrit dans un contexte de décentralisation récent, puisque commencé en 1990 avec l'échelon communal, et consolidé en 1998 avec l'échelon régional et celui du *powiat*. Le processus de décentralisation, accéléré dans la perspective de l'adhésion à l'Union européenne et de la gestion des fonds structurels, demeure un processus inachevé cependant, en ce que les différentes collectivités demeurent dépendantes de l'Etat – en particulier financièrement – et sont encore peu expérimentées dans la réalisation de politiques qui leur soient propres. Par ailleurs, une tendance centralisatrice continue de s'exprimer notamment dans la mise en œuvre de la politique régionale (cofinancée par les fonds structurels et le Fonds de cohésion), et à travers le maintien de services déconcentrés aux niveaux régional et dans certains cas, au niveau des *powiaty*.

Quant au contexte énergétique polonais, il reste dominé par le charbon, qui représente encore plus de la moitié du mix énergétique et plus de 80% de la production d'électricité. A l'inverse, les énergies renouvelables (ENR) représentent moins de 10% du mix, et près de 11% de la production d'électricité. Elles ont crû cependant de plus de sept points entre 2004 et 2012 dans la production d'électricité, principalement grâce à la biomasse et à l'éolien.

Bien qu'étant historiquement une région basée sur l'industrie lourde, la Silésie a développé un réel potentiel d'innovation. Le nombre d'entités de R&D présent dans la région a plus que doublé entre 2001 et 2010, passant de 116 à 234, soit 13,2% des entités existantes au niveau national, plaçant la Silésie à la seconde place dans le pays.

La Silésie est la première région de Pologne qui a mis en œuvre une stratégie régionale pro-innovation dès 2003. Sa stratégie actuelle (2013-2020) fixe deux objectifs stratégiques transversaux pour les domaines de l'énergie, la médecine et les TIC : 1) augmenter et coordonner le potentiel innovant de la région, notamment en créant de nouvelles infrastructures et services et en augmentant les interactions au sein de « l'écosystème d'innovation » de la voïvodie (entreprises, clusters, institutions etc.) ; 2) créer des marchés intelligents (*smart markets*) pour les technologies futures. Une partie de cette priorité porte sur les technologies à faible émission de carbone et l'efficacité énergétique, une autre sur le développement de groupes de producteurs-consommateurs individuels (*prosumers*).

Il existe une filière régionale dans le domaine du photovoltaïque. La Silésie est la seconde région de Pologne s'agissant du développement de ce secteur avec 30 firmes présentes en 2014, sachant que l'essentiel des firmes polonaises réalise de la distribution de modules photovoltaïques. La stratégie de développement de la Silésie 2020+ relève qu'un marché des « technologies propres » est en cours de formation dans la région, ce qui est considéré comme une chance pour le développement d'une économie moderne et innovante.

Introduction

Le développement territorialisé des renouvelables en Pologne s'inscrit dans un contexte de décentralisation récent, puisque commencé en 1990 avec l'échelon communal, et consolidé en 1998 avec l'échelon régional et celui du *powiat*. Le processus de décentralisation, accéléré dans la perspective de l'adhésion à l'Union européenne et de la gestion des fonds structurels, demeure un processus inachevé cependant, en ce que les différentes collectivités demeurent dépendantes de l'Etat – en particulier financièrement – et sont encore peu expérimentées dans la réalisation de politiques qui leur soient propres. Par ailleurs, une tendance centralisatrice continue de s'exprimer notamment dans la mise en œuvre de la politique régionale (cofinancée par les fonds structurels et le Fonds de cohésion), et à travers le maintien de services déconcentrés aux niveaux régional et dans certains cas, au niveau des *powiaty*.

Quant au contexte énergétique polonais, il reste dominé par le charbon, qui représente encore plus de la moitié du mix énergétique et plus de 80% de la production d'électricité. A l'inverse, les énergies renouvelables (ENR) représentent moins de 10% du mix, et près de 11% de la production d'électricité. Elles ont crû cependant de plus de sept points entre 2004 et 2012 dans la production d'électricité, principalement grâce à la biomasse et à l'éolien. Ce dernier étant la première ENR dans le pays en termes de capacité installée, ce sont donc avant tout les grands ouvrages qui ont été jusqu'à présent privilégiés. La nouvelle période de programmation des fonds structurels (2014-2020) met l'accent désormais sur les petites et micro-installations, donc sur un développement plus localisé des ENR.

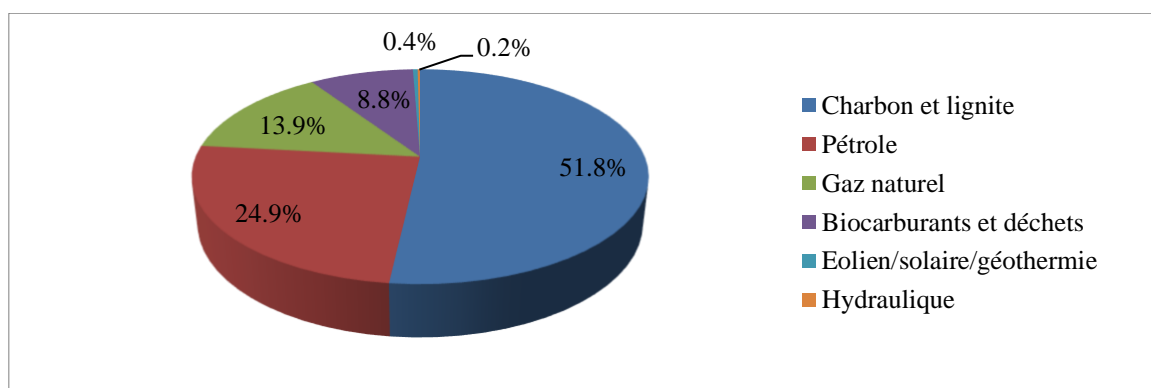
Ce rapport étudie les possibilités régionales de mettre en œuvre une politique de décentralisation énergétique et de favoriser les innovations basées sur les énergies renouvelables. Il s'intéresse à la région de Silésie, qui est tout à la fois la région historique de production de charbon et d'électricité en Pologne (elle est donc un enjeu national à elle seule), mais aussi une région qui depuis les années 2000 va dans le sens de l'innovation dans différents domaines, dont celui des énergies vertes et des technologies intelligentes. La première partie présente les enjeux et les priorités nationales en matière énergétique. La seconde partie présente la voïvodie de Silésie sous différents aspects : territoire, démographie, marché du travail, structure économique. La troisième partie dresse un état des lieux du secteur énergétique de Silésie, en particulier le secteur du charbon, la production et la consommation d'électricité et les ENR. La quatrième partie évoque un enjeu régional qui est celui de la qualité de l'air et du territoire. La cinquième partie présente les différents outils de planification des énergies renouvelables au niveau régional, ainsi que les barrières régionales et nationales au développement des ENR, évoquées par les interlocuteurs rencontrés en Silésie. La sixième partie porte sur le positionnement des autorités silésiennes par rapport au charbon, en comparaison avec les ENR. Enfin, la dernière partie présente quatre initiatives innovantes dans le domaine des ENR en Silésie.

Enjeux énergétiques au plan national

Le contexte énergétique de la Pologne

Le mix énergétique polonais reste pour plus de moitié dominé par le charbon et le lignite (52% en 2011), le reste du mix étant composé du pétrole (25%), du gaz naturel (13%), et des énergies renouvelables (biocarburants, biomasse, etc.).

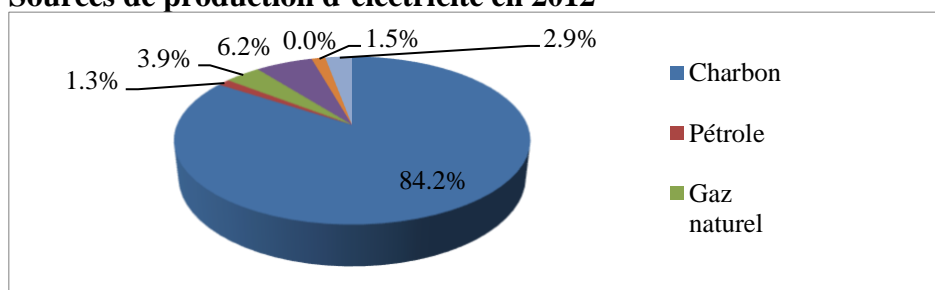
Mix énergétique 2012 (Total énergie fournie en 2012 : 97.855 ktoe)



Source : OECD/IEA 2014.

De même, la production d'électricité reste dominée par le charbon, qui représente plus de 84% de la production en 2012. Cette année-là, la part des ENR dans la production d'électricité s'élève à 10,7%.

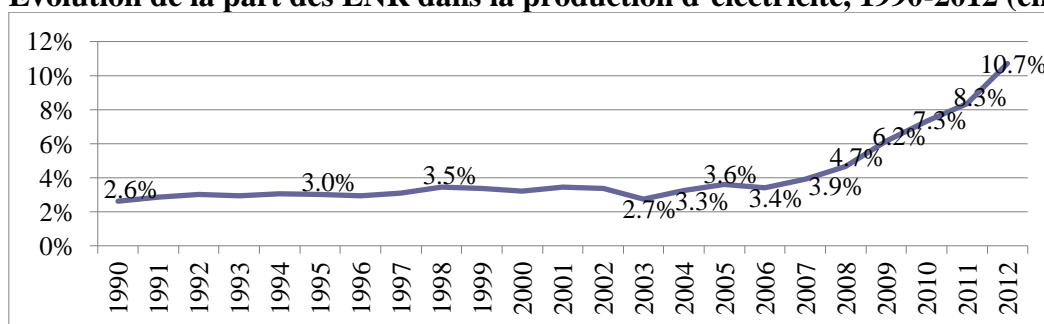
Sources de production d'électricité en 2012



Source : IEA.

La part d'ENR dans la production d'électricité a cependant augmenté, et ce très nettement depuis 2003-2004 :

Evolution de la part des ENR dans la production d'électricité, 1990-2012 (en %)



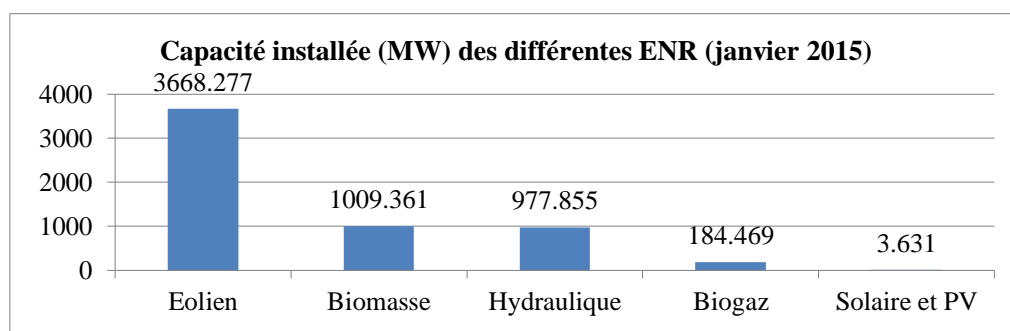
Source : IEA.

En 2013, les biocarburants (issus de la biomasse) sont la principale source renouvelable servant à la production d'électricité (46,4%), suivie par l'éolien (35,2%), l'hydraulique (14,3%) puis le biogaz (4%)¹²¹. Les autres ENR ne jouent encore qu'un rôle négligeable.

En termes de capacité installée, c'est l'éolien qui est la principale ENR : d'après les données de l'Office de régulation de l'énergie (URE), en effet, il existe en Pologne, début 2015, 902

¹²¹ Office national des statistiques (GUS). *Energia ze źródeł odnawialnych w 2013 r.* [L'énergie à partir des sources renouvelables en 2013], Varsovie, 2014, p.58.

éoliennes, pour une puissance totale de 3.668 MW¹²². L'éolien est suivi par la biomasse, l'hydraulique et le biogaz.



Source : URE.

Quant à la production de chaleur provenant des renouvelables, elle repose à 98% sur la biomasse, et à 2% sur le biogaz¹²³.

Priorités nationales

La politique du gouvernement polonais en matière énergétique fait l'objet du document « La politique énergétique de la Pologne jusqu'en 2030 », élaboré par le ministère de l'économie et publié en novembre 2009. Celui-ci présente les grandes priorités du gouvernement polonais. La première est d'améliorer l'efficacité énergétique de l'économie nationale : si la Pologne a réduit de 30% en dix ans l'intensité énergétique de son économie, en effet, celle-ci demeure deux fois plus élevée que la moyenne européenne¹²⁴.

La seconde priorité gouvernementale est de renforcer la sécurité d'approvisionnement en matière énergétique : le charbon demeure le garant de la sécurité énergétique nationale aux yeux des autorités, qui n'ont pas et n'ont jamais eu l'intention d'y renoncer (ce que l'on retrouve en Silésie). Le document de politique énergétique précise en effet que pour les années à venir, « les ressources significatives de charbon [...] joueront le rôle d'un important stabilisateur de la sécurité énergétique du pays, ce qui revêt une importance particulière pour l'indépendance de l'économie polonaise aux importations de gaz (plus de 70%) et de pétrole (plus de 95%) ». Le document souligne toutefois l'importance de diversifier les sources d'énergie et les technologies : « La politique énergétique sera orientée vers la diversification des approvisionnements en matières premières et en combustibles, entendue également comme une diversification des technologies, et non pas comme jusqu'à récemment, une diversification des sources uniquement. Le développement des technologies permettant d'obtenir des combustibles liquides et gazeux à partir de matières premières nationales sera soutenu. Du fait de l'épuisement progressif des ressources en charbon et en lignite dans les réserves actuellement exploitées, il est prévu de préparer et de commencer l'exploitation de nouveaux gisements à l'horizon 2030 »¹²⁵. Si le gouvernement souligne ici l'importance de diversifier les technologies d'exploitation du charbon, il entend également diversifier les sources de production d'électricité notamment, par l'introduction du nucléaire (troisième priorité).

La quatrième priorité définie dans la « Politique énergétique de la Pologne jusqu'en 2030 » est d'augmenter le recours aux énergies renouvelables, dont les biocarburants : sur ce point la

¹²² Site web de l'Office de régulation de l'énergie.

¹²³ Office national des statistiques (GUS). *Energia ze źródeł odnawialnych w 2013 r.* [L'énergie à partir des sources renouvelables en 2013], Varsovie, 2014, p.63.

¹²⁴ Ministère de l'économie. *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku* [La politique énergétique de la Pologne jusqu'en 2030], Varsovie, 10 novembre 2009, p.6.

¹²⁵ Ibid., p.9.

« Politique énergétique » rappelle les engagements pris par la Pologne dans le cadre de ses obligations européennes (le paquet climat-énergie et l'objectif des 3x20 d'ici 2020¹²⁶) : atteindre une part d'ENR dans la consommation totale d'énergie de 15% d'ici 2020, et de 20% d'ici 2030. Ces objectifs ont été repris dans le document national publié en 2010, le Plan d'action national pour les énergies renouvelables. L'objectif 2030 a cependant été revu à la baisse en 2014, passant à 18,4%.

Les deux dernières priorités de la politique énergétique de la Pologne jusqu'en 2030 consistent à développer la compétitivité des marchés des carburants et de l'énergie, et à limiter l'impact de l'énergie sur l'environnement. Une nouvelle version de la politique énergétique de la Pologne, s'étendant cette fois jusqu'en 2050, est actuellement en cours de consultation sociale et par les différents ministères. D'après les quelques informations disponibles à l'heure actuelle, les trois grands objectifs du nouveau programme seront d'assurer la sécurité énergétique du pays, d'accroître la compétitivité et l'efficacité énergétique de l'économie nationale dans le cadre du marché intérieur de l'énergie de l'UE, et de limiter l'impact de l'énergie sur l'environnement¹²⁷.

En matière énergétique, il est donc clair que le charbon conserve la priorité, l'intention étant de maintenir voire de renforcer la production tout en la modernisant. Le programme de soutien à l'industrie de Silésie et de Petite Pologne de l'ouest (principales productrices de charbon), lancé par le gouvernement polonais en juin 2015, témoigne de la volonté du gouvernement de protéger au maximum cette industrie nationale garante de la sécurité énergétique du pays et de son indépendance énergétique vis-à-vis de la Russie. Auparavant, en janvier 2015, le gouvernement polonais avait lancé un programme de sauvetage de la plus grande compagnie de charbon du pays, située en Silésie, et alors menacée de faillite [voir plus loin]. Le pays s'oppose également à toute politique qui menacerait son industrie du charbon au niveau européen. La Pologne perçoit comme particulièrement contraignants les engagements de réduction des émissions de CO₂ fixés par l'Union européenne (UE). En octobre 2015, le président polonais Andrzej Duda a également refusé de signer le prolongement jusqu'en 2020 du Protocole de Kyoto, destiné à lutter contre les gaz à effet de serre. La Pologne a refusé par ailleurs l'emploi du terme « décarbonisation » dans l'accord issu de la COP 21 en décembre 2015, ce dernier traduisant la volonté de sortir du charbon pour stopper les émissions de CO₂, et de passer rapidement à 100% d'énergies renouvelables. Le terme de « décarbonisation » a laissé place à ceux de « neutralité carbone » ou de « neutralité des émissions de gaz à effet de serre », qui n'impliquent pas l'arrêt des émissions, mais leur réduction et leur compensation via des projets de captage et de stockage de CO₂¹²⁸.

Le maintien du charbon comme source principale du mix énergétique polonais fait consensus au sein de la classe politique nationale. L'ancien premier ministre polonais et ex-président du Parlement européen Jerzy Buzek, actuellement président de la commission de l'industrie, de la recherche et de l'énergie au Parlement européen, a lui-même déclaré que grâce à la modernisation du secteur du charbon et à l'existence de technologies propres, la Pologne peut – et a même tout intérêt à – s'appuyer en majorité sur le charbon pour sa production énergétique : « Je suis un grand avocat des renouvelables et du nucléaire, mais uniquement quand ils sont utilisés parallèlement à des sources d'énergies disponibles localement, si celles-ci sont utilisées d'une manière sûre pour la santé et l'environnement. J'estime donc que la Pologne devrait dépendre du charbon, parce que c'est une ressource dont nous avons des réserves abondantes »¹²⁹. Cette opinion est communément partagée en Silésie.

¹²⁶ Diminuer de 20% des émissions de gaz à effet de serre des pays de l'UE ; atteindre 20 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique européen ; réaliser 20 % d'économies d'énergie.

¹²⁷ www.me.gov.pl.

¹²⁸ « La Pologne empêche l'UE d'intégrer la décarbonisation à l'accord COP 21 », EurActiv, 11 décembre 2015.

¹²⁹ « Jerzy Buzek : « La Pologne devrait dépendre du charbon qu'elle a en abondance » », EurActiv, 8 décembre 2015.

S'agissant du gaz de schiste, moyen rêvé par les autorités polonaises pour diminuer les émissions de CO₂ liées au charbon et réduire la dépendance du pays au gaz russe, le scénario n'apparaît pas aussi favorable qu'initialement. De nombreux projets d'exploration ont été abandonnés par les compagnies internationales qui les réalisaient (Chevron, Total, Eni, Exxon etc.). Seules quelques compagnies poursuivent actuellement leurs activités dans ce domaine, notamment PGNiG (compagnie de gaz propriété de l'Etat à 100%), et PKN Orlen (compagnie pétrolière polonaise, dont l'Etat est actionnaire à 27,5%). Les autorités polonaises n'ont donc pas abandonné l'idée d'explorer puis exploiter le gaz de schiste sur leur territoire. En juillet 2015, le ministre du Trésor, Andrzej Czerwiński, a assuré qu'il existe du gaz de schiste en Pologne mais qu'une dizaine d'années seront nécessaires avant de pouvoir l'exploiter à une échelle industrielle. Il a ajouté : « Cela ne signifie pas que les travaux sur les technologies vont être stoppés. Les firmes polonaises, les scientifiques, les spécialistes vont maintenant travailler tranquillement sur l'adaptation des technologies d'extraction du gaz de schiste, et nous devons nous armer de patience. [...] Une fois cette technologie maîtrisée, nous dirons que dans dix ans ce gaz professionnel, objectivement bon marché, pourra être distribué aux consommateurs »¹³⁰.

En attendant de pouvoir exploiter du gaz de schiste, la Pologne mise sur le nucléaire pour diversifier son mix énergétique et sa production d'électricité. Le gouvernement polonais a publié en janvier 2014 un programme national d'énergie nucléaire, fixant les différentes étapes jusqu'à la mise en service de la première centrale, prévue pour 2024 avec une capacité de 3000 MW, et d'une seconde d'ici 2035¹³¹.

L'entrée des énergies renouvelables dans la politique énergétique du pays, quant à elle, résulte de l'appartenance de la Pologne à l'Union européenne. C'est en effet suite à la directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables que la Pologne a fixé dans sa politique des objectifs nationaux pour 2020 et 2030, en particulier dans la « Politique énergétique jusqu'en 2030 » et dans son Plan d'action national pour les énergies renouvelables, élaboré en 2010. La problématique ENR a par ailleurs été inscrite dans une série d'autres documents stratégiques, comme la stratégie nationale de développement régional 2010-2020, la stratégie nationale de développement durable de la campagne, de l'agriculture et de la pêche 2012-2020, le document présentant la conception du pays en matière d'aménagement du territoire, etc. Depuis avril 2014, par ailleurs, le développement des ENR fait partie de la stratégie nationale « Sécurité énergétique et environnement ». Cette dernière entend promouvoir la coordination des actions entre les deux secteurs que sont l'énergie et l'environnement, en misant notamment sur le développement des ENR sur le territoire.

La stratégie « Sécurité énergétique et environnement » relève toutefois le caractère régional de ces énergies, toutes les régions n'étant pas pourvues des mêmes conditions géographiques : par exemple, les meilleures conditions pour le développement de l'éolien se situent dans la partie nord de la Pologne, tandis que le solaire se développera davantage dans la région Podkarpackie (Basses-Carpates), au sud-est de la Pologne, ainsi que dans certaines parties des régions de Podlachie, de Mazovie, autour de Skierniewice (voïvodie de Łódź) ou encore sur le littoral de Gdańsk ; la géothermie, quant à elle, se situera avant tout dans la partie nord-ouest du pays, où les conditions y sont les plus favorables¹³². Par ailleurs, les ENR sont mises en avant comme un facteur de développement des espaces ruraux, dans lesquels vivent encore près de 39% de la population polonaise, et dans lesquels le charbon et le bois représentent encore plus de 80% de la consommation énergétique¹³³.

¹³⁰ « Gaz łupkowy w Polsce jest, ale trzeba poczekać dziesięć lat » [« Il y a du gaz de schiste en Pologne, mais il faut attendre dix ans »], Money.pl, 24/07/2015.

¹³¹ www.me.gov.pl.

¹³² Ministère de l'économie, Ministère de l'environnement. *Strategia Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko. Perspektywa do 2020 r.* [Stratégie Sécurité énergétique et Environnement. Perspective jusqu'en 2020], Varsovie, avril 2014, p.50-51.

¹³³ Ibid., p.53.

S'agissant des actions relatives aux ENR à proprement parler, sont encouragées entre autres les suivantes :

- La construction ou le développement des petites installations énergétiques utilisant la biomasse, à un niveau qui est donc local. L'utilisation locale de la biomasse est considérée comme un facteur de développement de la bio-économie, de réduction des émissions de CO₂, d'essor de nouvelles activités, de création de nouveaux emplois, etc.¹³⁴ ;
- L'amélioration du réseau de transport et de distribution, dans l'objectif d'y raccorder les ENR. L'état du réseau est considéré en effet comme l'une des barrières au développement des ENR dans le pays¹³⁵ ;
- La simplification des procédures administratives entourant les investissements dans le secteur des renouvelables, lesquelles constituent également des barrières au développement des ENR¹³⁶.

Comme indiqué précédemment, la stratégie « Sécurité énergétique et environnement » a revu à la baisse l'objectif d'au moins 20% d'ENR dans la consommation totale d'énergie en 2030, fixé au niveau européen et rappelé dans les programmes précédents. Le nouvel objectif de la Pologne pour 2030 est de 18,4%¹³⁷.

La région de Silésie : présentation du territoire

Territoire et démographie

La région de Silésie est située au sud de la Pologne. Elle est frontalière avec les régions d'Opole, de Łódź, de Sainte-Croix et de Petite Pologne, et au sud, avec la République tchèque et la Slovaquie.

La superficie de la région est de 12 333 km², soit 4% du territoire national, ce qui en fait la 14^{ème} région de Pologne (sur les 16 existantes) en termes de superficie. Mais tandis que la superficie de la région est l'une des plus faibles du pays, la Silésie est la seconde région la plus peuplée de Pologne après la Mazovie. Elle compte en effet 4,63 millions d'habitants, soit 12% de la population polonaise. Le nombre d'habitants de la région tend cependant à la baisse, du fait d'un accroissement naturel et d'un solde migratoire négatifs¹³⁸, auxquels s'ajoute un taux de natalité plus faible que les moyennes nationale et européenne¹³⁹.

Le nombre élevé d'habitants, conjugué à une superficie relativement faible à l'échelle nationale, explique que la région dispose de la densité de population la plus élevée : 375 habitants au km², contre 123 en moyenne dans le pays. Une hausse de la densité est attendue d'ici 2020 dans les principales agglomérations de la région¹⁴⁰. Cette forte densité est également liée au taux élevé

¹³⁴ Ibid., p.52.

¹³⁵ Ainsi, il est prévu qu'en 2015 l'énergie éolienne représente une puissance installée de 3396 MW, et de 6089 MW en 2020, soit 2693 MW supplémentaires. Or, en 2015, on estime que le réseau polonais n'aura que 2060 MW supplémentaires à disposition [Ministère de l'économie. *Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 r. Załącznik 2 do « Polityki energetycznej Polski do 2030 r. »* [Pronostic des besoins en carburants et en énergie jusqu'en 2030. Annexe 2 à la « Politique énergétique de la Pologne jusqu'en 2030 »], Varsovie, 10 novembre 2009, p.16 ; Ministère de l'économie, Ministère de l'environnement. *Strategia Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko. Perspektywa do 2020 r.* [Stratégie Sécurité énergétique et Environnement. Perspective jusqu'en 2020], Varsovie, avril 2014, p.53].

¹³⁶ Ibid., p.51.

¹³⁷ Ibid., p.52.

¹³⁸ L'émigration au départ de Silésie a pour principale destination la région voisine, la Petite Pologne. S'agissant de l'émigration à l'international, elle vise en premier lieu l'Allemagne et la Grande-Bretagne. La population quittant la Silésie est principalement une population jeune.

¹³⁹ Voïvodie de Silésie. *Strategia Rozwoju Województwa Śląskiego 'Śląskie 2020+'* [Stratégie de développement de la voïvodie de Silésie 'Silésie 2020+'], Katowice, juillet 2013, p.12.

¹⁴⁰ Ibid., p.98.

d'urbanisation de la Silésie, qui est également le plus élevé de Pologne. 77,7% de la population silésienne vit dans un espace urbain.

La voïvodie de Silésie est composée de 167 communes regroupées dans 36 districts (*powiaty*), dont 49 communes urbaines, 2 communes semi-rurales et 96 communes rurales. 19 communes urbaines disposent également du statut de district, la plupart (13) étant concentrées autour de la capitale régionale, Katowice. La concentration des villes est d'ailleurs l'une des caractéristiques de la Silésie : la densité des villes est en effet de 58 villes pour 10 000 km², soit le double de la moyenne nationale qui est de 29 villes pour 10 000 km².

Les principales villes de la région sont Katowice (301 834 habitants en 2014), Częstochowa (230 123 habitants), Sosnowiec (209 274 habitants), Gliwice (184 415 habitants), Zabrze (177 188 habitants), Bielsko-Biała (173 013 habitants) et Bytom (172 306 habitants)¹⁴¹. Ces villes ainsi que d'autres villes silésiennes telles que Ruda Śląska, Rybnik, Tychy et Dąbrowa Górnicza (qui comptent entre 123 000 et 140 000 habitants), figurent parmi les 30 villes les plus peuplées de Pologne. La Silésie est ainsi la région qui comptabilise le plus grand nombre de grandes villes sur le territoire national. La région est découpée en quatre sous-régions (sous-région centrale, du sud, du nord, de l'ouest), la plus peuplée étant la sous-région centrale avec environ 2,795 millions d'habitants.

Le secteur énergétique en Silésie

Le secteur du charbon

La Silésie est d'abord et avant tout connue pour son industrie minière, la production de charbon étant la principale activité industrielle de la région. Les principales mines de charbon dont dispose la Pologne se situent en effet en Silésie. Trois des plus importants conglomérats du charbon ont leur siège en Silésie. Le premier est la Compagnie du charbon (Kompania Węglowa S.A.), qui employait environ 66 000 personnes en 2012, dont 58 000 travaillent dans les mines dont dispose la compagnie (alors au nombre de 15¹⁴²). Le second conglomérat est la Jastrzębska Spółka Węglowa S.A. (JSW S.A.), qui possède cinq mines et employait 32 700 personnes en 2015, dont 24 800 dans les mines¹⁴³. Le troisième plus important conglomérat dans le domaine du charbon est le Katowicki Holding Węglowy S.A. (KHW S.A.), qui employait, en 2014, 16 770 personnes (contre 19 242 en 2010 et 20 092 en 2006) et exploite quatre mines¹⁴⁴. A ces trois compagnies s'ajoute la filiale de production du groupe Tauron, Tauron Wydobywanie S.A., dont le siège se situe à Jaworzno. La filiale possède deux mines et emploie environ 5500 personnes¹⁴⁵. Ces quatre compagnies emploient au total près de 130 000 personnes et produisent environ 57 millions de tonnes de charbon, soit plus de 80% de la production nationale¹⁴⁶. Elles sont ainsi la principale source d'approvisionnement du secteur de l'électricité polonaise (lequel repose à plus de 50% sur le charbon).

A côté de l'industrie minière agit dans la région un grand nombre d'entreprises qui lui sont directement liées, comme celles produisant des machines d'exploitation minière ou encore les entreprises du secteur de la métallurgie. Ce dernier est un grand consommateur de coke (fourni essentiellement par la JSW) et également un grand consommateur d'électricité dans la région¹⁴⁷.

¹⁴¹ Office central des statistiques (GUS), 31 décembre 2014.

¹⁴² La firme ne possède plus que 11 mines à l'heure actuelle (site web de la Kompania Węglowa : www.kwsa.pl).

¹⁴³ Site web de JSW S.A. (www.jws.pl), état des lieux au 2 octobre 2015.

¹⁴⁴ Site web de la KHW S.A. (www.khw.pl), état des lieux au 31 décembre 2014.

¹⁴⁵ Site web du groupe TAURON, 9 novembre 2015 : <http://media.tauron.pl/pr/303573/tauron-wydobywanie-129-pracownikow-przystapilo-do-pdo>.

¹⁴⁶ Chancellerie du président du conseil des ministres. *Śląsk 2.0. Program wsparcia przemysłu Województwa śląskiego i Małopolski zachodniej* [Silésie 2.0. Programme de soutien à la voïvodie de Silésie et de Petite Pologne occidentale], 29 juin 2015, p.4.

¹⁴⁷ Ibid., p.4-5.

Le secteur du charbon silésien a connu depuis les années 1990 une importante restructuration, qui s'est traduite par un changement de propriété (privatisation) et des formes de management, et par une réduction de l'emploi. De manière générale, le secteur a fait l'objet de plusieurs programmes de restructuration gouvernementaux depuis les années 1990 : le premier d'entre eux a été lancé en 1993 mais a été immédiatement suivi d'un second programme, d'urgence, destiné à éviter la faillite de la branche du charbon, entre juillet et fin 1993. Un troisième programme de restructuration a été mis en place en 1994-1995, et un quatrième pour les années 1996-2000 (destiné à adapter le secteur du charbon polonais « à l'économie de marché et à la concurrence internationale »). Un cinquième programme de réforme du charbon a été réalisé entre 1998 et 2002, sous l'influence de l'Union européenne. Ce programme prévoyait de réduire la capacité de production et l'emploi, respecter la protection de l'environnement, et de garantir la rentabilité des sociétés agissant dans le domaine du charbon. Le programme de 1998 s'est accompagné d'une loi « sur l'adaptation du fonctionnement de l'industrie du charbon, dans les conditions de l'économie de marché, et sur les droits et devoirs spécifiques des communes minières » (loi du 26 novembre 1998). Il s'est traduit par la fermeture de 13 mines et la liquidation partielle de dix autres mines. La restructuration du secteur du charbon entre 1990 et 2000 s'est traduite par une réduction de l'emploi, de 455 000 personnes à 155 000, soit une baisse de près de 63% sur cette période. Cette réduction de l'emploi a toutefois été effectuée sans licenciements forcés (à la différence d'autres secteurs d'activité), mais par le non remplacement des salariés, les départs en retraite (non anticipée), des programmes de protection (dont le « paquet social minier »)¹⁴⁸ et des incitations au départ volontaire. De nouveaux programmes de restructuration du secteur du charbon ont été mis en œuvre après l'entrée de la Pologne dans l'UE, entre 2003 et 2006 puis 2007-2015. Le niveau d'emploi dans le domaine s'élevait à 100 675 employés fin 2014, et 92 609 en janvier 2015¹⁴⁹.

Le secteur est confronté depuis plusieurs années à une baisse des prix sur les marchés mondiaux tandis que les coûts d'exploitation augmentent. Entre 2004 et 2015, le coût de production d'une tonne de charbon en Pologne s'est accru de plus de 98%, tandis que le prix de vente n'a augmenté que de 48%¹⁵⁰. En 2013, les coûts de production à l'unité ont dépassé les revenus à l'unité, les compagnies polonaises ont donc enregistré des pertes d'exploitation. En janvier 2015, le gouvernement polonais a lancé un « Programme de récupération de la Compagnie du charbon » (Kompania Węglowa S.A.) – la plus grande compagnie minière polonaise et en Europe -, qui se trouvait alors au bord de la faillite. Pour donner un nouvel élan au secteur minier, le gouvernement a par ailleurs lancé un programme de soutien à l'industrie pour la région de Silésie et la partie ouest de la Petite Pologne [voir plus loin], prévoyant notamment la création d'une « Nouvelle Compagnie du charbon » à Rybnik¹⁵¹.

Le charbon demeure un domaine phare de la Silésie et les autorités silésiennes comme nationales n'entendent pas y renoncer, même si la région souhaite diversifier davantage son économie en misant sur l'innovation technologique, comme l'indiquent la Stratégie de développement régionale 2020+ et le programme lancé en novembre 2015 par l'actuel Maréchal de la voïvodie, Wojciech Saługa, intitulé « Silésie 3.0. ». La stratégie de développement régionale 2020+ décrète clairement que parmi les risques pouvant freiner le développement d'une économie moderne et innovante (l'un des grands objectifs de la région pour 2020), figure la « pression pour limiter l'utilisation du

¹⁴⁸ Au total, 78 000 personnes ont bénéficié de divers programmes de protection entre 1993 et 2001 (Czerwińska, E. « Restrukturyzacja górnictwa węgla kamiennego w Polsce » [Restructuration de l'industrie du charbon en Pologne], Varsovie, Chancellerie du Parlement, Bureau des expertises et des analyses, information n°891, 2002, p.6).

¹⁴⁹ Ministère de l'économie. *Informacja o funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego we wrześniu oraz w okresie styczeń – wrzesień 2015 r.* [Information sur le fonctionnement de l'industrie du charbon en septembre et sur la période janvier-septembre 2015], Varsovie, novembre 2015, p.16.

¹⁵⁰ Chancellerie du président du conseil des ministres. *Śląsk 2.0. Program wsparcia przemysłu Województwa śląskiego i Małopolski zachodniej* [Silésie 2.0. Programme de soutien à la voïvodie de Silésie et de Petite Pologne occidentale], 29 juin 2015, p.14.

¹⁵¹ Ibid., p.15.

charbon à des fins énergétiques »¹⁵². Les propos tenus par les responsables rencontrés à l'Office du Maréchal, notamment au sein du département de protection de l'environnement, témoignent également du refus de délaisser le charbon comme source d'énergie régionale [voir le paragraphe « Priorités régionales »].

La production (et la consommation) d'électricité, le réseau de chaleur

La Silésie dispose d'un des plus forts potentiels de production d'électricité en Pologne. Selon les années, elle est tantôt la première région productrice d'électricité, tantôt la seconde derrière la région Łódzkie. Depuis 2000, la production d'électricité en Silésie oscille autour de 30 000 GWh par an, la plus forte production ayant été enregistrée en 2007, avec 33 374,6 GWh. La production d'électricité a cependant connu une baisse entre 2013 et 2014, passant de 31 157,7 à 26 608,0 (soit de 18,9% à 16,7% de la production nationale). En 2014, c'est ainsi la région Łódzkie qui a contribué le plus fortement à la production nationale, avec 36 527,7 GWh, pour une production totale de 159 058 GWh (soit près de 23%)¹⁵³. De manière générale, l'essentiel de la production électrique nationale est assurée par les régions de Łódź, de Silésie, de Mazovie, de Grande-Pologne et de Basse-Silésie.

La quasi-totalité de l'électricité produite en Silésie ou dans le reste de la Pologne -tout comme la production de chaleur- provient du charbon (plus de 84% en 2012 dans l'ensemble de la Pologne¹⁵⁴). En 2011, la Silésie disposait sur son territoire de 6 centrales électriques à charbon, 13 centrales électriques ou de cogénération étant en cours de construction ou de planification¹⁵⁵. Malgré une modernisation certaine des installations, la majorité de l'électricité produite en Silésie l'est dans des centrales datant des années 1970-1980.

La Silésie produit davantage d'électricité qu'elle n'en consomme, puisque la production régionale, selon les années, dépasse de 20 à 30% la consommation¹⁵⁶. On relève qu'en 2009, sous l'effet de la crise économique, la consommation d'électricité a diminué en Silésie (passant de 24 793 GWh en 2008 à 23 453 GWh), comme dans le reste de la Pologne en moyenne. La consommation est repartie à la hausse entre 2010 et 2012 : elle atteint alors en Silésie 26 132 GWh. Depuis 2013, la tendance est à la baisse de la consommation d'électricité dans la région (25 589 GWh en 2014), tandis que la consommation moyenne nationale continue d'augmenter (150 974 GWh en 2014)¹⁵⁷. Malgré tout, la Silésie est en 2014 la première région consommatrice d'électricité (quasiment 17% de la consommation nationale), suivie par la Mazovie (16%). Ces deux régions représentent donc à elles seules près d'un tiers de la consommation nationale.

Le réseau de chaleur

La Silésie est également l'une des régions qui possède le réseau de chaleur le plus développé, essentiellement dans les agglomérations. Ce dernier est principalement basé sur le charbon, le fuel et le gaz (notons qu'à l'échelle nationale, près de 7% de la chaleur produite en 2011 provenait des ENR, principalement de la biomasse solide¹⁵⁸). Malgré l'existence de ce réseau, une grande part

¹⁵² Voïvodie de Silésie. *Strategia Rozwoju Województwa Śląskiego 'Śląskie 2020+' [Stratégie de développement de la voïvodie de Silésie 'Silésie 2020+']*, Katowice, juillet 2013, p.70.

¹⁵³ Office central des statistiques (GUS), Banque de données locales, 2015.

¹⁵⁴ IEA. Le charbon et le lignite forment quasiment 52% du mix énergétique.

¹⁵⁵ Voïvodie de Silésie. *Strategia Rozwoju Województwa Śląskiego 'Śląskie 2020+' [Stratégie de développement de la voïvodie de Silésie 'Silésie 2020+']*, Katowice, juillet 2013, p.26.

¹⁵⁶ Office central des statistiques (GUS), Banque de données locales, 2015.

¹⁵⁷ Ibid.

¹⁵⁸ Institut des énergies renouvelables (IEO). *Określenie potencjału energetycznego regionów Polski w zakresie odnawialnych źródeł energii - wnioski dla Regionalnych Programów Operacyjnych na okres programowania 2014-2020 [Délimitation du potentiel énergétique des régions de Pologne dans le domaine des énergies renouvelables – propositions pour les Programmes opérationnels régionaux pour la période de programmation 2014-2020]*, Varsovie, décembre 2011, p.87.

des chauffages individuels, notamment dans les zones rurales de la région, consistent en des chaudières ou des poêles fonctionnant au charbon (lequel est de qualité variable) ou au fuel, d'où un problème préoccupant pour la région qui est le niveau d'émissions des particules fines [voir plus loin]¹⁵⁹ ; et d'où l'importance de mettre en place des actions de remplacement ou de modernisation des installations individuelles, de raccordement des habitations au réseau de chaleur, ou des actions de thermo-modernisation des bâtiments¹⁶⁰.

Enfin, la Silésie est l'une des principales régions recourant à la cogénération (charbon et biomasse), laquelle fournissait en 2011 plus de 50% de l'énergie produite à partir des ENR dans le pays¹⁶¹.

Les ENR en Silésie

La production d'électricité à partir d'énergies renouvelables est en hausse depuis le milieu des années 2000, bien qu'elle ait connu une baisse en 2013. Avec 6,6% de production d'électricité réalisée à partir d'ENR en 2014, la Silésie se situe cependant en dessous de la moyenne nationale (12,5%) et très loin derrière des régions comme la Varmie-Mazurie (78,7%), la Podlachie (69,8%), la Cujavie-Poméranie (65,8%), la Poméranie (41,3%) ou même encore la Poméranie occidentale (35,1%). Notons toutefois que ces régions produisent très peu d'électricité dans l'ensemble (la Varmie-Mazurie n'a produit que 948 GWh d'électricité en 2014, la Podlachie, environ 938), d'où une part plus importante occupée par les ENR. Sans surprise, la part des ENR dans la production d'électricité est inférieure à la moyenne nationale dans les régions fortement productrices d'énergie conventionnelle (le plus faible taux étant enregistré dans la région Łódzkie : 2,5%)¹⁶².

Part des ENR dans la production d'électricité (en %), 2005-2014

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
PL	2,5%	2,7%	3,4%	4,3%	5,7%	6,9%	8,0%	10,4%	10,4%	12,5%
SILESIE	0,3%	0,7%	1,0%	1,5%	3,7%	4,7%	5,1%	7,1%	5,0%	6,6%

Source : Office central des statistiques (GUS), Banque de données locales, 2015.

En juin 2015, il existait en Silésie 144 installations ENR (tous types confondus), pour une capacité installée totale de 182,329 MW¹⁶³. Les principales installations, en termes de capacité installée, sont des installations produisant de l'électricité à partir de biomasse mixte (100 MW de capacité installée), des centrales hydrauliques d'une capacité supérieure à 10 MW (33,6 MW de capacité installée), et des éoliennes au sol (capacité installée de 21,675 MW). En termes de nombre, ce sont toutefois les installations utilisant le soleil qui sont les plus développées (42 installations en juin 2015), même si la capacité installée dépasse à peine 2 MW¹⁶⁴.

ENR installées en Silésie (hors micro-installations)

Type d'ENR	Nombre d'installations	Capacité installée (MW)	Type d'ENR	Nombre d'installations	Capacité installée (MW)
Biogaz tiré de la valorisation des	16	7,240	Eoliennes au sol	23	21,675

¹⁵⁹ Un autre problème, soulevé par le département de protection de l'environnement à l'Office du maréchal de Silésie, est l'absence de règlements nationaux concernant respectivement la standardisation des poêles à charbon et de la matière première utilisée dans ces poêles (Office du Maréchal, Département de la protection de l'environnement, Katowice, 2/09/2015).

¹⁶⁰ Conseil de la voïvodie de Silésie. *Regionalny Program Operacyjny Województwa Śląskiego na lata 2014-2020* [Programme opérationnel régional de la voïvodie de Silésie pour les années 2014-2020], Katowice, décembre 2014, p.20.

¹⁶¹ Ibid., p.88.

¹⁶² Office central des statistiques (GUS), Banque de données locales, 2015.

¹⁶³ Ce chiffre ne prend pas en compte les micro-installations chez les particuliers.

¹⁶⁴ A noter que dans l'ensemble de la Pologne, on ne dénombre en 2015 que 193 installations utilisant le soleil, pour une capacité installée de 35,586 MW (Office de régulation de l'énergie (URE), carte des ENR, état des lieux au 30 juin 2015).

eaux usées					
Biogaz de décharge	14	12,929	Centrales hydrauliques d'une capacité inférieure à 0,3 MW	24	2,063
Biogaz agricole	2	0,726	Centrales hydrauliques d'une capacité inférieure à 1 MW	2	0,890
Biogaz mixte	2	0,250	Centrales hydrauliques d'une capacité supérieure à 10 MW	2	33,600
Biomasse mixte	3	100,000	Solaire et PV	42	2,356
Biomasse provenant de déchets forestiers, agricoles et de jardin	2	0,250	Centrales à cogénération (charbon et biomasse)	13	-

Source : Office de régulation de l'énergie (URE), Carte des ENR, état des lieux au 30 juin 2015.

L'éolien :

Le potentiel en ENR de la Silésie est lié à ses caractéristiques géographiques et climatiques. La région ne dispose pas de conditions avantageuses pour le grand éolien, globalement. L'ensemble de la région est considéré comme peu propice à ce type d'ENR, d'après l'Institut de la météorologie et de l'économie maritime. Seule une partie très limitée de la région, au sud de Bielsko-Biała, est considérée comme favorable à l'éolien. En revanche, d'après une étude menée par l'Institut des énergies renouvelables, réalisée pour le Ministère du développement régional en 2011, la Silésie figure parmi les régions disposant d'un certain potentiel pour développer le petit éolien (moins de 100 kW). L'étude estime que le nombre de turbines d'une puissance inférieure à 10 kW pourrait se situer entre 3000 et 4000 en Silésie d'ici 2020¹⁶⁵.

La biomasse :

La biomasse, quant à elle, dispose d'un potentiel certain dans la région en termes d'utilisation, notamment pour les centrales fonctionnant sur le principe de la cogénération. Le potentiel de production régional est faible, toutefois. La surface d'exploitation théorique de la biomasse est tout d'abord l'une des plus faibles du pays (162 188 hectares en 2011), entre autres du fait de la forte urbanisation de la région. D'après l'Institut des énergies renouvelables, une fois pris en considération certaines contraintes liées au sol ou à la protection de l'environnement (espaces protégés par exemple), la surface d'exploitation de la biomasse en Silésie se réduit à moins de 54 000 hectares, soit un potentiel de production de 517 000 tonnes de matière sèche environ. Rajoutées à cela des considérations économiques (en l'occurrence le prix auquel l'industrie énergétique achète la biomasse aux agriculteurs, qui conditionne l'implication de ces derniers), le potentiel économique de la biomasse se réduit en Silésie à l'exploitation d'une surface équivalente à 22 500 hectares environ, soit une production de moins de 214 450 tonnes de matière sèche en

¹⁶⁵ Institut des énergies renouvelables (IEO). *Określenie potencjału energetycznego regionów Polski w zakresie odnawialnych źródeł energii - wnioski dla Regionalnych Programów Operacyjnych na okres programowania 2014-2020* [Délimitation du potentiel énergétique des régions de Pologne dans le domaine des énergies renouvelables – propositions pour les Programmes opérationnels régionaux pour la période de programmation 2014-2020], Varsovie, décembre 2011, p.39.

2011, et soit seulement 3,6% du potentiel national¹⁶⁶. Par ailleurs, une autre barrière au développement de la biomasse en Silésie est le transport, compte-tenu, encore une fois, de la forte concentration de villes, et donc de l'éloignement plus important des espaces ruraux par rapport aux centres urbains. Malgré tout, la stratégie de développement régionale relève qu'il existe un fort potentiel de développement des ENR, en particulier de la biomasse¹⁶⁷.

Le biogaz :

Concernant le biogaz, le potentiel de production est également plus faible en Silésie que dans les autres régions¹⁶⁸. Les installations existantes actuellement sont surtout celles produisant du biogaz à partir du traitement des eaux usées et des déchets. Le premier est essentiellement produit dans les districts du sud de la région (districts de Cieszyn et de Żywiec), ainsi que dans le district de Racibórz et celui de Zawiercie. 73% de la chaleur et de l'électricité produite par la région à partir de ce type de biogaz provient de ces quatre districts. Le biogaz produit à partir des déchets est réalisé à plus de 50% dans le *powiat* de Częstochowa, au nord de la région.

Le biogaz agricole est quant à lui très peu développé (seulement 2 installations en juin 2015), malgré le lancement, en 2009, d'un programme national visant à installer une usine biogaz agricole dans chaque commune rurale du pays d'ici 2020¹⁶⁹. D'après les différents interlocuteurs rencontrés en Silésie, ce programme au slogan ambitieux n'a été suivi d'aucun effet, le financement n'ayant pas suivi. En l'absence d'aides financières, aucune commune rurale n'a été en mesure de développer ce type d'ouvrage. Il existe toutefois un établissement de recherche expérimentale au sud de la région, qui expérimente la production et l'utilisation de biogaz agricole avec succès, et agit en faveur du développement de cette énergie. En théorie, le plus grand potentiel pour développer le biogaz agricole en Silésie se situe dans les districts de Racibórz et de Lubliniec. Il s'agirait d'un biogaz provenant des déchets du bétail. Notons enfin que le programme opérationnel régional de Silésie 2014-2020 soutient la construction d'usines biogaz d'une capacité allant jusqu'à un mégawatt.

L'hydraulique :

Une partie de la région possède un potentiel pour le développement de l'hydroélectricité. Il s'agit surtout des districts situés au sud, où le territoire est montagneux et où le réseau fluvial est bien développé. Ainsi, la centrale hydraulique de Porąbka-Żar, d'une capacité de 500 MW, qui est située dans le district de Żywiec et est détenue par le groupe énergétique PGE, est le cinquième producteur d'électricité dans la région¹⁷⁰.

Le solaire :

L'énergie solaire dispose d'un potentiel de développement certain en Silésie (bien que le taux d'ensoleillement ne soit pas plus élevé qu'ailleurs dans le pays). La région est la seconde à l'échelle nationale, derrière la Mazovie, s'agissant du potentiel d'utilisation des capteurs solaires à des fins thermiques, essentiellement pour l'eau chaude courante¹⁷¹. On estimait, en 2011, que le

¹⁶⁶ Ibid., p.52. Les régions disposant du plus fort potentiel économique pour la production de biomasse sont la région de Lublin (16,6% du potentiel national en 2011), la Mazovie (10,9%) et les Basses-Carpates (10,6%).

¹⁶⁷ Voïvodie de Silésie. *Strategia Rozwoju Województwa Śląskiego 'Śląskie 2020+'* [Stratégie de développement de la voïvodie de Silésie 'Silésie 2020+'], Katowice, juillet 2013, p.72.

¹⁶⁸ En 2011, le potentiel technique était estimé à 76 MW de capacité installée, contre 342 MW en Mazovie, par exemple, ou 333 en Grande Pologne (Institut des énergies renouvelables (IEO). *Określenie potencjału energetycznego regionów Polski w zakresie odnawialnych źródeł energii - wnioski dla Regionalnych Programów Operacyjnych na okres programowania 2014-2020* [Délimitation du potentiel énergétique des régions de Pologne dans le domaine des énergies renouvelables – propositions pour les Programmes opérationnels régionaux pour la période de programmation 2014-2020], Varsovie, décembre 2011, p.59).

¹⁶⁹ Ministère de l'économie (en coopération avec le Ministère de l'agriculture et du développement rural). *Program Innowacyjna Energetyka – Rolnictwo Energetyczne* [Programme Energie innovante – Agriculture énergétique], Varsovie, 2009.

¹⁷⁰ Voïvodie de Silésie. *Program Ochrony Środowiska dla Województwa Śląskiego do roku 2019 z uwzględnieniem perspektywy do roku 2024* [Programme de protection de l'environnement pour la voïvodie de Silésie jusqu'en 2019, avec une perspective jusqu'en 2024], Katowice, avril 2015, p.195.

¹⁷¹ Les installations solaires servant à l'eau chaude courante dominant à 90% le marché du solaire thermique polonais dans les logements individuels ou les bâtiments publics, suivies par celles servant au chauffage (3% du marché). Le reste du marché est partagé entre le chauffage d'équipements de loisirs (piscines) et d'équipements industriels (1%) (Institut des énergies renouvelables

potentiel de la Silésie pour développer les capteurs solaires servant à la production d'eau chaude courante pouvait atteindre 1500 milliers de mètres carré d'ici 2020, tandis que la majorité des régions polonaises n'atteindraient pas le seuil de 1000 milliers mètres carré¹⁷². Globalement, le solaire thermique est l'un des segments ENR qui s'est le plus développé en Pologne entre 2005 et 2010. En 2010, les ventes de capteurs solaires représentaient une surface d'environ 146 000 mètres carré, et la surface installée totale de capteurs solaires en Pologne s'élevait à 656 000 mètres carré¹⁷³.

L'essor du solaire thermique dans les régions ne semble pas lié à l'intensité de l'ensoleillement, celui-ci étant relativement homogène à l'échelle nationale. Il est davantage lié aux programmes de soutien disponibles (aides financières, subventions), à la présence de producteurs et d'installateurs, ainsi qu'à la « conscience écologique locale »¹⁷⁴. Durant la période de programmation 2007-2013, la Silésie est l'une des régions qui a reçu le plus de demandes de financement du FEDER pour l'installation de capteurs solaires. Cela s'est traduit par un boom du commerce de capteurs solaires sur le territoire régional. Au total, sur la période 2008-2010, la Silésie est la seule région de Pologne où la vente cumulée de capteurs solaires représente une surface de plus de 50 000 mètres carré¹⁷⁵. Par ailleurs, elle est également la région dans laquelle le programme national OZE 3, subventionnant l'installation de capteurs solaires chez les particuliers et dans les immeubles résidentiels entre 2010 et 2015, a eu le plus de succès.

(IEO). *Określenie potencjału energetycznego regionów Polski w zakresie odnawialnych źródeł energii - wnioski dla Regionalnych Programów Operacyjnych na okres programowania 2014-2020* [Délimitation du potentiel énergétique des régions de Pologne dans le domaine des énergies renouvelables – propositions pour les Programmes opérationnels régionaux pour la période de programmation 2014-2020], Varsovie, décembre 2011, p.93).

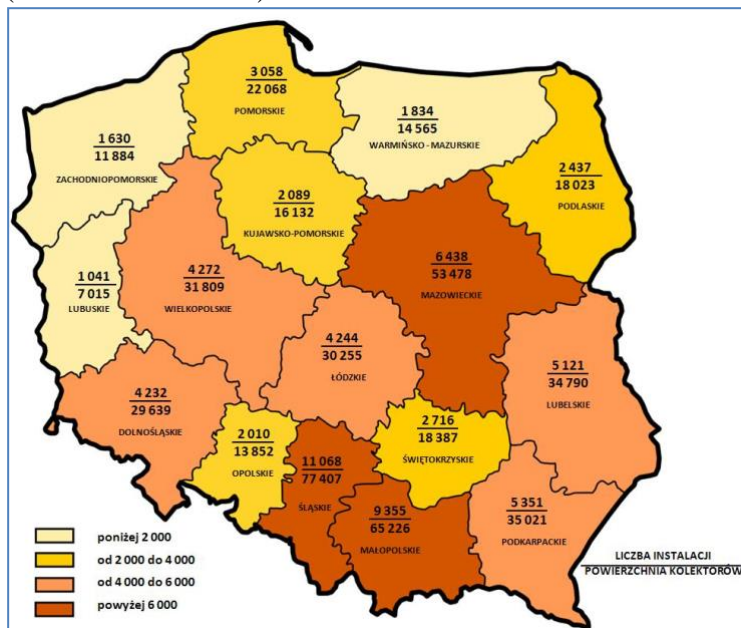
¹⁷² Le potentiel national en énergie thermique pour 2020 était estimé, fin 2011, à 19 341 TJ, ce qui nécessiterait la pose de 14,7 millions de m² de capteurs solaires (Institut des énergies renouvelables (IEO). *Określenie potencjału energetycznego regionów Polski w zakresie odnawialnych źródeł energii - wnioski dla Regionalnych Programów Operacyjnych na okres programowania 2014-2020* [Délimitation du potentiel énergétique des régions de Pologne dans le domaine des énergies renouvelables – propositions pour les Programmes opérationnels régionaux pour la période de programmation 2014-2020], Varsovie, décembre 2011, p.45).

¹⁷³ Ibid., p.92.

¹⁷⁴ Ibid., p.93.

¹⁷⁵ Institut des énergies renouvelables (IEO). *Określenie potencjału energetycznego regionów Polski w zakresie odnawialnych źródeł energii - wnioski dla Regionalnych Programów Operacyjnych na okres programowania 2014-2020* [Délimitation du potentiel énergétique des régions de Pologne dans le domaine des énergies renouvelables – propositions pour les Programmes opérationnels régionaux pour la période de programmation 2014-2020], Varsovie, décembre 2011, p.48.

Investissements réalisés dans le cadre du programme « Subventions pour des capteurs solaires » (fin novembre 2014)



Source : Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW).
Légende : Nombre d'installations / Surface totale des capteurs installés.

Quant au photovoltaïque, il reste encore peu développé en Silésie comme dans le reste de la Pologne, bien qu'il connaisse une forte croissance à l'échelle nationale depuis 2011. En 2014, la capacité installée totale des systèmes photovoltaïques en Pologne a atteint 6,6 MW, plus de la moitié des installations étant raccordées au réseau.

Si le photovoltaïque est encore peu développé en Silésie, il existe quelques grandes installations dans la région : la plus récente est une centrale photovoltaïque qui a été mise en service en octobre 2015 par le groupe énergétique PGE (dont environ 12% de l'énergie produite l'est à partir d'ENR). Située à Góra Żar (commune de Czernichów, près de Żywiec), à une altitude de 740 mètres, cette centrale est composée de 2400 panneaux photovoltaïques sur 16 rangs, chacun ayant une puissance de 250 W. La superficie de la centrale atteint 3500 mètres carré¹⁷⁶. Précédemment, en 2012, une centrale photovoltaïque avait été installée sur les toits d'un réservoir d'eau à Ruda Śląska, composée de 1296 panneaux d'une puissance de 240 W chacun. La première installation photovoltaïque réalisée en Silésie est celle du Sanctuaire de Notre-Dame du Secours Perpétuel, à Jaworzno, installée en 2011¹⁷⁷.

Actuellement le potentiel silésien dans le domaine du photovoltaïque réside davantage dans l'existence d'une filière régionale que dans le nombre de panneaux installés. On comptait, en 2014, 225 firmes polonaises agissant sur le segment du photovoltaïque (contre seulement six en 2007), dont trente présentes en Silésie. La Silésie est ainsi la seconde région de Pologne s'agissant du développement du secteur, derrière la Mazovie (35 firmes en 2014), et devant la Petite Pologne (29 firmes), la Poméranie (28 firmes), la Grande Pologne (27) et la Basse-Silésie (20)¹⁷⁸. Si la Silésie fournit un grand nombre de panneaux, elle n'est pas le territoire qui en achète le plus.

¹⁷⁶ « W Śląskiem powstała pierwsza w Polsce elektrownia fotowoltaiczna » [« En Silésie a été installée la première centrale électrique photovoltaïque en Pologne »], Onet.pl, 16 octobre 2015.

¹⁷⁷ « Ruda Śląska. Powstała największa na Śląsku elektrownia słoneczna » [« Ruda Śląska. La plus grande centrale électrique solaire a été installée en Silésie »], Cire.pl, 13 octobre 2012.

¹⁷⁸ Institut des Energies renouvelables (IEO). « Fotowoltaika – Sektor w latach 2013-2014 » [Photovoltaïque. Le secteur dans les années 2013-2014], *Czysta Energia*, n°10, 2014, p.1.

Ainsi, en 2013, le plus grand nombre d'achats de panneaux photovoltaïques a été réalisé dans la région voisine de Petite Pologne et dans les régions de Varmie-Mazurie et de Poméranie occidentale¹⁷⁹.

L'essentiel des firmes polonaises réalise de la distribution de modules photovoltaïques, et une grande part propose un service complet, depuis la conception des projets jusqu'à la mise en œuvre des panneaux. Au niveau national, 14 firmes assurent uniquement de la production de panneaux. La majorité de la production demeure importée (80% en 2013), principalement d'Allemagne (54% des importations). La production nationale est toutefois en hausse : elle assurait en 2013 près de 22% des besoins, soit davantage que la production en provenance d'Asie (21%)¹⁸⁰. La stratégie de développement de la Silésie 2020+ relève qu'un marché des « technologies propres » est en cours de formation dans la région, ce qui est considéré comme une chance pour le développement d'une économie moderne et innovante¹⁸¹.

Pour résumer, d'après l'étude réalisée en 2011 par l'Institut des énergies renouvelables, la Silésie dispose d'un potentiel fort de développement des petites éoliennes et du solaire thermique sur son territoire, d'un potentiel moyen en matière de biomasse (hors biomasse forestière) et de géothermie peu profonde, et d'un potentiel faible dans toutes les autres ENR. Le programme opérationnel régional 2014-2020 souligne que compte-tenu des limites du territoire -plus restreint que les autres régions, ce qui ne permet pas l'installation de grands ouvrages-, le potentiel régional devrait être exploité par le biais des micro-installations¹⁸². De même, le plan d'aménagement du territoire régional mise sur le développement de petites installations dans les lieux les plus favorables à l'utilisation de ressources renouvelables, quelles qu'elles soient (eau, vent, soleil, géothermie, biomasse)¹⁸³.

Le niveau de pollution en Silésie demeure l'un des principaux enjeux de la région, notamment pour son impact sur la qualité de vie et la santé humaine. Pour autant, la stratégie de développement régional actuel ne mentionne pas d'objectifs précis à ce sujet, mais prévoit seulement une réduction des émissions gazeuses et particulaires d'ici 2020¹⁸⁴.

Un autre enjeu à résoudre pour la Silésie est la dégradation de son territoire, due à la forte urbanisation et industrialisation, et notamment à la présence d'industries fortement polluantes. En 2013, la Silésie occupait la quatrième place dans le pays en termes de nombre d'hectares de terrain dégradés voire dévastés, avec 4892 hectares (derrière la Grande Pologne avec 9081 hectares, la Basse-Silésie avec 8316 hectares, et la région de Łódź avec 4910 hectares). En 2013, 217 hectares de terrains dévastés ou dégradés ont été re-cultivés et aménagés, dont six à des fins agricoles et six autres à des fins forestières¹⁸⁵. La revitalisation des espaces dégradés fait partie des objectifs de la région depuis plusieurs années déjà, l'objectif étant d'atteindre un pourcentage de 0,2% d'espaces dégradés ou dévastés exigeant une réhabilitation dans la région d'ici 2020 (contre 0,4% en 2011)¹⁸⁶.

¹⁷⁹ Ibid., p.2.

¹⁸⁰ Ibid., p.4.

¹⁸¹ Voïvodie de Silésie. *Strategia Rozwoju Województwa Śląskiego 'Śląskie 2020+'* [Stratégie de développement de la voïvodie de Silésie 'Silésie 2020+'], Katowice, juillet 2013, p.70.

¹⁸² Conseil de la voïvodie de Silésie. *Regionalny Program Operacyjny Województwa Śląskiego na lata 2014-2020* [Programme opérationnel régional de la voïvodie de Silésie pour les années 2014-2020], Katowice, décembre 2014, p.18.

¹⁸³ Voïvodie de Silésie. *Plan zagospodarowania przestrzennego województwa Śląskiego 'Plan 2020+' - Projekt* [Plan d'aménagement du territoire de la voïvodie de Silésie « Plan 2020+ » - Projet], Katowice, octobre 2015, p.54.

¹⁸⁴ Voïvodie de Silésie. *Strategia Rozwoju Województwa Śląskiego 'Śląskie 2020+'* [Stratégie de développement de la voïvodie de Silésie 'Silésie 2020+'], Katowice, juillet 2013, p.96.

¹⁸⁵ Ibid.

¹⁸⁶ Voïvodie de Silésie. *Strategia Rozwoju Województwa Śląskiego 'Śląskie 2020+'* [Stratégie de développement de la voïvodie de Silésie 'Silésie 2020+'], Katowice, juillet 2013, p.100.

Outils de planification et barrières au développement des ENR en Silésie

Outils de planification en matière d'ENR

Bien que la Silésie ait élaboré dès 2005 un programme d'utilisation des ENR dédié à ses espaces non industriels, ces dernières n'ont jamais représenté une priorité régionale jusqu'à aujourd'hui. Ce n'est que depuis la nouvelle période de programmation des fonds structurels (2014-2020) que les énergies renouvelables font clairement partie des objectifs régionaux sur le plan documentaire. Les principaux documents favorisant actuellement l'essor des ENR dans la région –qui fixent des objectifs précis à atteindre et prévoient des fonds- sont la stratégie de développement de la voïvodie d'ici 2020 et le programme opérationnel 2014-2020, cofinancé par le fonds européen de développement économique régional (FEDER). Dans la plupart des autres documents stratégiques régionaux (plan d'aménagement du territoire, programme de protection de l'environnement, programme portant sur la qualité de l'air, programme de développement des espaces ruraux, etc.), les ENR ne sont que mentionnées sous la forme d'une description du potentiel régional, mais sans objectif particulier. Il n'existe pas de programme régional uniquement consacré aux ENR ou même à l'énergie.

La stratégie de développement de la voïvodie de Silésie, « Silésie 2020+ » :

Les ENR sont mentionnées dans la stratégie de développement de la Silésie à l'horizon 2020. La Silésie ambitionne d'être une région à développement durable et équilibré, offrant à ses habitants des conditions de vie agréables, basées sur l'accès à des services publics de qualité et sur une économie technologiquement moderne et avancée. La région ambitionne également d'être un partenaire essentiel dans le processus de développement de l'UE, lequel s'appuie sur des potentiels territoriaux variés et sur des synergies entre les différents partenaires impliqués¹⁸⁷.

La stratégie de développement silésienne est précisément bâtie en quatre grands objectifs, dont celui de devenir une « économie moderne », basée sur et favorisée par l'innovation, et celui d'assurer un développement durable et harmonieux du territoire. C'est dans ce cadre qu'interviennent l'amélioration de l'efficacité énergétique et le recours aux ENR, l'objectif étant précisément d'augmenter la part de l'énergie produite à partir d'ENR dans la région de 6,3% en 2011 à 15% en 2020¹⁸⁸.

Les programmes opérationnels régionaux :

Le passage à la période de programmation 2014-2020 introduit un changement majeur dans la place accordée aux ENR au sein du programme opérationnel régional. Ce dernier représente le principal levier financier pour le développement de la région, puisqu'il oriente les allocations des fonds structurels, en particulier du FEDER. Le budget du programme opérationnel de Silésie a doublé entre la période 2007-2013, où il dépassait les deux milliards d'euros, et la période 2014-2020, où l'allocation prévue dépasse les 4 milliards d'euros.

- Le programme opérationnel régional 2007-2013 :

Les ENR ont fait partie des actions cofinancées par le FEDER dans le cadre du programme opérationnel régional 2007-2013, géré par la région, étant incluses dans une sous-priorité (de la priorité consacrée à l'environnement) également consacrée à la qualité de l'air. Au total, cette sous-priorité dédiée à la qualité de l'air et aux ENR a reçu près de 80 millions d'euros, soit 37,6% de l'ensemble des actions liées à l'environnement, mais moins de 4% de l'ensemble du programme opérationnel dont le montant total a dépassé deux milliards d'euros. L'environnement

¹⁸⁷ Ibid., p.66.

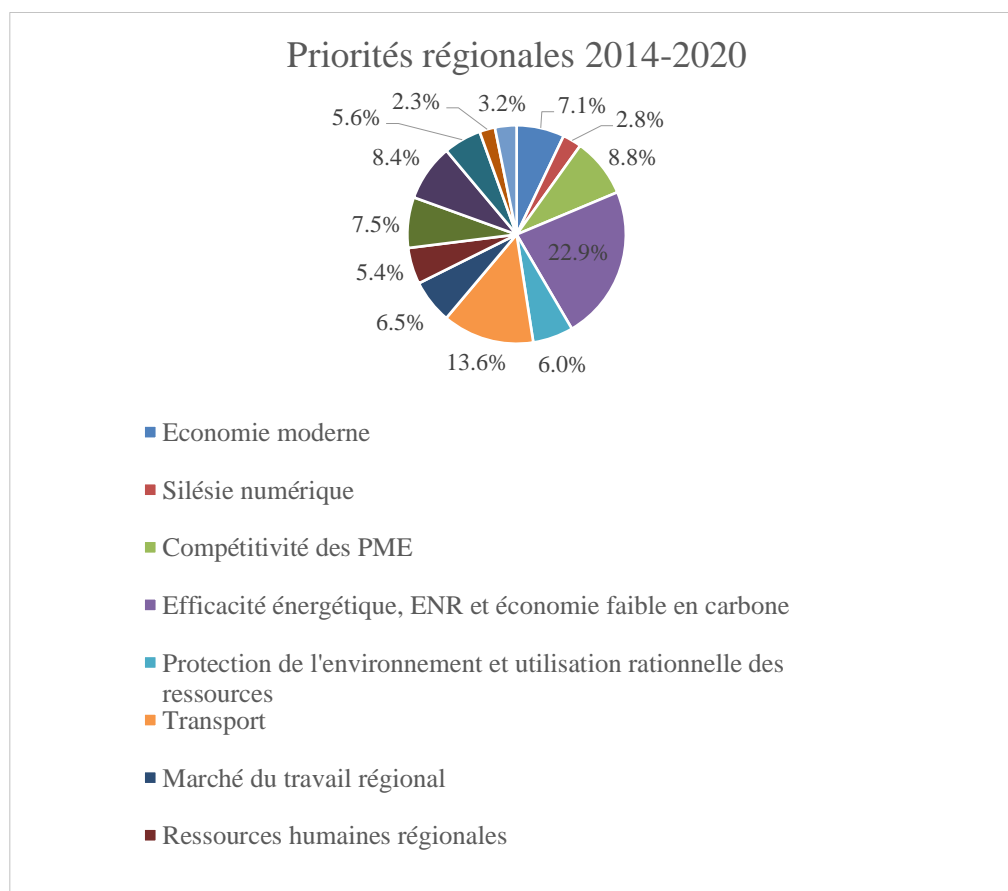
¹⁸⁸ Ibid., p.95. En revanche, il n'existe pas d'objectifs précis concernant l'intensité énergétique de l'économie régionale, la stratégie prévoyant seulement que celle-ci diminuera d'ici 2020 (Ibid., p.96).

n'a d'ailleurs mobilisé qu'à peine plus de 10% du financement du programme opérationnel régional entre 2007 et 2013, l'essentiel du budget ayant été attribué au transport (551 millions d'euros, soit 26,8% du budget), aux villes (368 millions d'euros, soit 17,9% du budget) ainsi qu'aux actions soutenant la R&D, l'innovation et l'entrepreneuriat (348 millions d'euros, soit 16,9% du budget). Autrement dit, à l'échelle du programme opérationnel, les ENR sont loin d'avoir représenté une priorité.

L'essentiel des projets réalisés dans les faits a consisté en des actions de thermo-modernisation des bâtiments, à l'initiative de collectivités locales essentiellement, et/ou l'installation de capteurs solaires, notamment sur les équipements publics tels que des piscines. Comme souligné précédemment, l'ENR la plus demandée et financée entre 2007 et 2013 a été le solaire thermique.

- Le programme opérationnel 2014-2020 et les investissements territoriaux intégrés/régionaux :

Le programme opérationnel 2014-2020 introduit un changement majeur dans l'importance accordée aux ENR au niveau régional. La priorité consacrée à l'efficacité énergétique, aux ENR et à une économie faible en carbone est devenue en effet la première priorité en termes de fonds mobilisés, l'allocation totale prévue (cofinancée par le FEDER) dépassant les 930 millions d'euros, soit près de 23% de l'ensemble du programme opérationnel, lequel représente un budget total de plus de 4 milliards d'euros. Sur les 18% d'actions du programme opérationnel liées à la problématique du changement climatique, 16% sont incluses dans la priorité citée ¹⁸⁹. Contrairement au programme précédent, les ENR sont différenciées les unes des autres dans le programme 2014-2020 et font toutes l'objet d'un soutien (tandis que l'éolien ne faisait pas l'objet de soutien financier auparavant).



Source : Calculs d'après le programme opérationnel régional 2014-2020, p.313.

¹⁸⁹ Conseil de la voïvodie de Silésie. *Regionalny Program Operacyjny Województwa Śląskiego na lata 2014-2020* [Programme opérationnel régional de la voïvodie de Silésie pour les années 2014-2020], Katowice, décembre 2014, p.316.

Le programme opérationnel fixe pour objectif d'atteindre une part d'ENR dans la production d'électricité régionale de 17,32% en 2023, contre 7,1% en 2012¹⁹⁰. Dans ce contexte, une partie du programme soutient la production et la distribution d'ENR en finançant la construction de nouvelles infrastructures (voir les limites ci-dessous), ainsi que les dispositifs de cogénération¹⁹¹. Les bénéficiaires peuvent être aussi bien les collectivités territoriales (communes) que des associations, écoles supérieures, coopératives et communautés de logement, etc.

¹⁹⁰ Ibid., p.122.

¹⁹¹ La co-combustion de la biomasse est exclue des aides du FEDER.

Ouvrages qualifiés pour le programme opérationnel régional 2014-2020

	Type d'ENR	Puissance installée maximale
1	Hydraulique	5 MW
2	Eolien	5 MW
3	Solaire	2 MW
4	Géothermie	2 MW
5	Biogaz	1 MW
6	Biomasse	5 MW
7	Cogénération	1 MW (capacité installée en électricité)

Source : Voïvodie de Silésie. *Regionalny program operacyjny województwa śląskiego na lata 2014-2020. Szczegółowy opis osi priorytetowych* [Programme opérationnel régional de la voïvodie de Silésie pour les années 2014-2020. Description détaillée des axes prioritaires], Katowice, septembre 2015, p.76.

Les PME sont également la cible du programme opérationnel régional, l'objectif étant d'améliorer leur efficacité énergétique en réduisant les pertes d'énergie (via des actions de modernisation des installations, notamment), et en augmentant la part des renouvelables dans leur consommation énergétique. En outre, une partie des actions est dédiée au secteur public et au secteur du logement, dans l'objectif général de réduire les émissions de particules fines (surtout PM 10). Ici, les ENR ne font pas l'objet de projets à part entière mais complètent éventuellement des projets portant sur la modernisation énergétique des bâtiments, le remplacement ou la modernisation des systèmes de chauffage individuels ou encore le raccordement des ménages au réseau de chaleur. Enfin, une partie du programme soutient les installations de cogénération à haut rendement, incluant les ENR. D'après le département en charge du FEDER à l'Office du Maréchal de Silésie, les installations ENR qui devraient susciter le plus grand engouement pour les années à venir sont les capteurs solaires (pour l'eau chaude), le photovoltaïque, le biogaz et enfin les installations hydrauliques¹⁹². Le département s'attend à un boom des demandes de la part des communes visant à équiper les ménages, par exemple en capteurs solaires¹⁹³.

Les ENR font également partie des priorités des investissements territoriaux intégrés et régionaux, mis en place au niveau des quatre sous-régions silésiennes et qui sont financés par le programme opérationnel régional : investissements territoriaux intégrés dans la sous-région centrale (ITI, en polonais ZIT), investissements territoriaux régionaux (RIT en polonais) dans les sous-régions du nord, du sud et de l'ouest.

Les investissements territoriaux intégrés (ITI), conformément aux vœux de la Commission européenne, ont été mis en place en Pologne autour de 18 grandes villes (capitales régionales la plupart du temps), le but de ces initiatives étant de favoriser un développement territorial coordonné entre différentes collectivités locales -une grande ville et plusieurs communes environnantes-, en milieu urbain, sur la base d'une stratégie élaborée en commun. Partant, l'objectif est d'encourager le partenariat local. Différentes thématiques sont envisagées par les ITI comme le transport, la revitalisation des espaces urbains, la culture, l'innovation technologique, mais aussi l'environnement et l'efficacité énergétique. D'après le cadre national, des projets relatifs aux énergies renouvelables peuvent être réalisés, notamment en lien avec la thermo-modernisation des bâtiments¹⁹⁴.

¹⁹² Office du Maréchal, Département du FEDER, Service de l'évaluation des projets 2, Katowice, 4/09/2015.

¹⁹³ Les projets cofinancés par le FEDER ne s'adressent pas directement aux particuliers, mais ceux-ci peuvent en bénéficier par l'intermédiaire de la commune, qui dépose un projet en son nom à l'Office du Maréchal, visant à équiper une zone d'habitation. Une aide nationale (non européenne) soutenant le développement de micro-installations ENR chez les particuliers existe via le programme PROSUMENT.

¹⁹⁴ Ministère du développement régional. *Zasady realizacji Zintegrowanych Inwestycji Terytorialnych w Polsce* [Principes de réalisation des Investissements Territoriaux Intégrés en Pologne], Varsovie, juillet 2013, p.6-7.

En plus d'avoir mis en place un ITI autour de la ville de Katowice (obligation découlant du cadre européen et national), la Silésie, de sa propre initiative, a reproduit le concept dans ses trois autres sous-régions en créant une formule similaire, les investissements territoriaux régionaux. Elle est de ce point de vue un cas particulier en Pologne puisque de fait, l'ensemble du territoire régional est couvert par le dispositif des investissements territoriaux. La sous-région centrale (Katowice et environs) devrait recevoir, dans le cadre de son ITI ou ZIT, plus de 28 millions d'euros du FEDER pour le développement des ENR, et plus de 123 millions pour des actions dédiées à l'efficacité énergétique. Les trois autres sous-régions devraient recevoir près de 16 millions d'euros pour la construction d'ouvrages ENR, et plus de 74 millions pour l'efficacité énergétique¹⁹⁵. Les investissements territoriaux intégrés/régionaux constituent une opportunité certaine de développer les ENR à une échelle locale en Silésie, davantage que dans les autres régions de Pologne.

Les barrières au développement des ENR

Une ambition régionale limitée :

Si les ENR occupent une place évidente dans le programme opérationnel régional depuis 2014, les « vraies » priorités demeurent la qualité de l'air (réduire les émissions de particules fines, notamment PM 10) et la modernisation énergétique des bâtiments (thermo-modernisation, remplacement ou modernisation des systèmes de chauffage individuels). D'ailleurs, les projets déposés à l'Office du Maréchal dans le cadre du programme opérationnel régional sont évalués avant tout sous l'angle de leur impact en termes de réduction des émissions de CO2 et de particules fines, surtout PM 10.

Les propos tenus par les acteurs régionaux sont clairs sur ce point : les ENR font partie des priorités régionales « sur le papier », conformément aux exigences de l'UE, mais ne sont pas considérées comme telles : « Les énergies renouvelables sont un complément. Elles peuvent être une partie d'un projet, mais elles ne sont pas considérées comme prioritaires »¹⁹⁶ ; « Nous considérons les énergies renouvelables comme quelque chose d'important mais c'est un complément »¹⁹⁷. Les ENR sont considérées comme un complément aux actions de thermo-modernisation des bâtiments, par exemple, ou aux actions visant à réduire les émissions de particules fines dans l'atmosphère. Plus généralement, les ENR sont considérées par les autorités silésiennes comme un complément –et non une alternative– à la source de base de l'énergie en Silésie, le charbon [voir la partie suivante].

Outre la faible ambition régionale, contrebalancée, ceci dit, par l'importance des fonds européens à disposition, plusieurs barrières entravent le développement des ENR ou pourraient l'entraver dans le futur. Ces barrières, évoquées par nos interlocuteurs, ciblent en premier lieu l'Etat et ses défaillances en matière juridique.

La loi sur les ENR :

Le premier manque évoqué localement concerne la loi sur les énergies renouvelables votée en février 2015. Le point mis en cause est le système d'enchères prévu par la loi et qui sera lancé en 2016. A partir du 1^{er} janvier 2016, en effet, tous les nouveaux projets d'ouvrages ENR devront se soumettre à un système d'enchères organisé au moins une fois par an par l'Office de régulation de

¹⁹⁵ Koczars-Sikora, Stefania. « Zintegrowane Inwestycje Terytorialne i Regionalne Inwestycje Terytorialne w ramach RPO WSL 2014-2020 » [Les investissements territoriaux intégrés et les investissements territoriaux régionaux dans le cadre du programme opérationnel de la voïvodie de Silésie 2014-2020], Office du maréchal de Silésie, Katowice, 19 décembre 2014. Disponible sur : http://www.subregioncentralny.pl/materialy/upload/Prezentacja_ZIT_RIT_Spotkanie_19_12_2014.pdf.

¹⁹⁶ Office du Maréchal, Département du développement régional, Service de la programmation et du développement, Katowice, 4/09/2015.

¹⁹⁷ Office du Maréchal, Département de la protection de l'environnement, Katowice, 2/09/2015.

l'énergie (URE), pour chaque catégorie d'ENR¹⁹⁸ et pour deux catégories de puissance : moins de 1 MW, plus de 1 MW. Les participants aux enchères devront avoir recueilli au préalable l'autorisation nécessaire au lancement d'une activité de production d'énergie de la part de l'URE. Le gagnant des enchères sera celui qui proposera le plus faible prix de vente de l'énergie produite à partir d'ENR, sachant que le prix proposé par les participants ne doit pas excéder un prix de référence (en zlotys/MWh), fixé par le gouvernement au moins trois mois avant les enchères. Les porteurs de projet remportant les enchères pourront vendre leur énergie au prix fixé lors des enchères pendant une durée de 15 ans (prix relevé chaque année suivant le taux d'inflation). Le Ministère de l'économie (en charge de la politique énergétique) a publié en septembre 2015 les prix de référence pour les différentes catégories d'ENR et de puissance :

	Type d'installation	Puissance	Prix de référence
1	Usines biogaz agricoles	< 1 MW	450 zl/MWh
2		>1 MW	435 zl/MWh
3	Usines produisant du biogaz à partir de déchets		210 zl/MWh
4	Usines produisant du biogaz à partir du traitement des eaux usées		400 zl/MWh
5	Usines produisant du biogaz à partir d'une source autre que 3) et 4)		340 zl/MWh
6	Combustion de biomasse dans des installations dédiées à la co-combustion ou des établissements hybrides	< 50 MWe	415 zl/MWh
7		>50 MWe (en cogénération à haut rendement)	435 zl/MWh
8		< 50 MWe (et pour la chaleur, < 150 MWt), en cogénération à haut rendement	420 zl/MWh
9	Production d'électricité à partir de déchets industriels ou communaux, soumis à biodégradation		385 zl/MWh
10	Production d'électricité à partir de bio-liquides exclusivement		475 zl/MWh
11	Eoliennes on-shore	<1MW	415 zl/MWh
12		>1MW	385 zl/MWh
13	Centrales hydrauliques	<1MW	445 zl/MWh
14		>1MW	480 zl/MWh
15	Géothermie		455 zl/MWh
16	Photovoltaïque	<1MW	465 zl/MWh
17		>1MW	445 zl/MWh
18	Eoliennes off-shore		470 zl/MWh

Source : « Les prix de références pour les enchères ENR », Gramzielone.pl, 16 septembre 2015

Le système d'enchères mis en place par la loi de 2015 sur les ENR fait office de nouveau dispositif de soutien à la production d'ENR à partir de 2016, se substituant au mécanismes des certificats d'origine, puisque les nouveaux projets devront obligatoirement passer par ce nouveau système. Les installations déjà existantes avant 2016 pourront participer au système d'enchères ou demeurer dans le système des certificats d'origine. En cas de victoire aux enchères, ces installations ne pourront plus revenir aux certificats d'origine.

¹⁹⁸ Sont exclues les installations produisant de l'électricité à partir de biomasse, bio-liquides, biogaz ou biogaz agricole d'une capacité supérieure à 50 MW, sauf si ces sources sont utilisées dans le cadre d'une cogénération à haut rendement avec une production de chaleur inférieure à 150 MWt (Loi sur les sources renouvelables d'énergie du 20 février 2015, Dz. U.2015, poz.418, art.71).

D'après certains interlocuteurs rencontrés en Silésie, ce système d'enchères est source de grandes incertitudes pour les investisseurs, ce qui, au lieu de les inciter à produire des ENR, pourrait au contraire les en dissuader : « Jusqu'à aujourd'hui il n'y avait pas de réglementation juridique, c'était une grande barrière, alors nous attendions tous cette réglementation. [...] Mais à mon avis, cette loi n'est en aucune façon favorable, ni au développement ni à l'innovation. Tout va plutôt dans le sens inverse. Toutes les installations qui fonctionneront à partir de 2016 seront soumises au système d'enchères, mais actuellement personne n'est en mesure de dire – peut-être que le ministère de l'économie travaille là-dessus – comment ce système va fonctionner »¹⁹⁹ ; « Tout le système en vigueur jusqu'à la fin de l'année repose sur le fait que l'investisseur en ENR reçoit des certificats pour lesquels il existe de l'argent concret. L'énergie est plus chère mais il existe une aide. Aujourd'hui avec le système d'enchères sur lequel personne ne sait rien, personne ne peut dire combien de fonds un investisseur potentiel ou un producteur d'énergie recevra à partir du 1^{er} janvier 2016. C'est une grande inconnue. D'où aussi le fait que les investisseurs se sont retirés de la production d'ENR... »²⁰⁰ ; « Les simulations réalisées actuellement par les professionnels de l'éolien concernant les prix dans le groupe éolien suggèrent que les prix seront si faibles dans le système d'enchères, que les investisseurs ne seront pas incités à investir. En même temps, eux-mêmes contribueront à faire diminuer les prix en proposant des offres à très bas prix... »²⁰¹.

Au vu des prix de référence parus en septembre 2015, le système d'enchères est particulièrement intéressant dans le cas des usines biogaz agricole de petite taille et pour le photovoltaïque, puisque les prix de vente pour les investisseurs sont plus élevés que dans le cas de la biomasse ou de l'éolien, notamment.

Les freins à la production d'électricité à partir de biomasse :

Les interlocuteurs rencontrés au sein de Tauron Wytwarzanie à Katowice – filiale du groupe Tauron qui dispose de deux unités de combustion de la biomasse (l'une de 50 MW de capacité installée, l'autre de 30 MW)²⁰² – évoquent des barrières à l'utilisation de la biomasse pour la production d'électricité du fait d'exigences administratives trop importantes. La loi sur les ENR renforce en effet le contrôle s'agissant de l'origine de la biomasse, excluant notamment les arbres de grande valeur. Seront considérés comme biomasse tous les déchets de bois provenant par exemple des scieries, des espaces verts municipaux, des forêts, des bords de routes, etc. Quant à la biomasse agricole, elle est désormais soumise à un contrôle renforcé concernant son caractère 100% biodégradable.

Si ces mesures visent à mieux encadrer l'utilisation de la biomasse, elles introduisent davantage de contraintes pour les entreprises énergétiques : « Nous, nous devons mettre en place des procédures internes pour que nos fournisseurs n'utilisent pas des arbres « douteux », c'est-à-dire qui ne soient pas de la biomasse au sens où elle est définie, c'est-à-dire des déchets de bois... Nous devons élaborer des procédures de monitoring et de contrôle en incluant les sources de la biomasse. Pour que nous soyons certains que ce que nous recevons ne contient aucune impureté et provient des déchets de bois ou de l'agriculture »²⁰³.

Par ailleurs, la part de la biomasse d'origine forestière et de celle d'origine agricole est strictement fixée pour les entreprises réalisant de la combustion de biomasse comme Tauron Wytwarzanie. D'après un règlement de 2012²⁰⁴, la production d'électricité réalisée à 100% à partir de la biomasse dans des unités d'une capacité supérieure à 20 MW, doit contenir au minimum 20% de biomasse agricole. Ce taux a été fixé pour les années 2012 à 2015, il était prévu à 30% pour 2016,

¹⁹⁹ Office du Maréchal, Département de la protection de l'environnement, Katowice, 2/09/2015.

²⁰⁰ Ibid.

²⁰¹ Tauron Wytwarzanie S.A., Katowice, 17/09/2015.

²⁰² Ibid.

²⁰³ Ibid.

²⁰⁴ Règlement du ministère de l'économie du 18 octobre 2012, poz.1229.

40% en 2017-2018, et 50% entre 2019 et 2021. Le respect de ce taux de biomasse agricole est une condition nécessaire pour obtenir un certificat d'origine (pour les installations déjà existantes). Or, d'après les interlocuteurs rencontrés chez Tauron Wytwarzanie, les chaudières à combustion biomasse ne permettent pas d'utiliser plus de 20-25% de biomasse agricole, du fait des substances fluoro-similaires que celle-ci contient et qui peuvent endommager les équipements. Les producteurs d'électricité à partir de biomasse sont donc encerclés par deux injonctions contradictoires : d'un côté la loi qui impose une part minimale de 20% de biomasse agricole ; d'un autre côté la technologie qui impose de ne pas dépasser ce taux (l'URE n'émet d'ailleurs pas de concessions pour les entreprises qui ne respecteraient pas cette contrainte technologique).

Le respect des proportions entre biomasse agricole et forestière doit être prouvé par les opérateurs, ce qui représente une charge administrative importante, comme en témoignent les propos suivants : « Aujourd'hui, la demande [pour le certificat d'origine] doit contenir une preuve des 20% de biomasse agro. Nous devons le prouver, et prouver aussi que la biomasse forestière ne provient pas de bois à haute valeur ajoutée, qui pourrait servir par exemple à l'industrie du meuble. Et que la biomasse utilisée dans nos unités ne contient aucune substance qui ne soit pas biodégradable... Nous ne pouvons faire cela que par l'intermédiaire de laboratoires accrédités par le Centre polonais de l'accréditation. Si nous n'apportons pas la preuve de l'origine de notre biomasse, l'URE ne nous accorde pas de certificat d'origine [...]. Les sanctions en cas de non-respect des conditions sont très sévères pour les producteurs d'énergie à partir de biomasse comme nous. D'où des interrogations chez les investisseurs : faut-il se lancer dans la biomasse ? [...] Nous pensons que le marché de la biomasse ne se développera pas à l'avenir, du fait des trop grandes charges administratives, de personnel – il faut embaucher des gens pour les contrôles et les vérifications, il faut former ces personnes, etc. -, il faut trouver des fonds pour les audits réalisés par des organismes extérieurs, etc. »²⁰⁵.

D'après les interlocuteurs de Tauron Wytwarzanie, c'est donc la charge bureaucratique qui pourrait peser sur la production d'électricité à partir de biomasse dans les années à venir. La biomasse est d'autant plus menacée que la récente loi sur les ENR décourage les entreprises énergétiques à se lancer dans la cogénération, quand bien même cette dernière a permis jusqu'à présent à la Pologne d'augmenter son taux d'ENR dans la production d'électricité. En effet, la loi introduit un « indicateur rectificatif » de 0,5 pour la part d'énergie provenant des ENR dans les dispositifs de cogénération (au lieu de 1 jusqu'à présent). Cela signifie que pour 1 MW d'énergie produite à partir de biomasse, en l'occurrence, ne correspond plus qu'un demi certificat d'origine. Autrement dit, les entreprises produisant sous forme de cogénération devront désormais produire deux fois plus d'énergie verte pour obtenir un certificat d'origine. Compte-tenu de la baisse de valeur des certificats d'origine survenue depuis 2013²⁰⁶, le marché de la cogénération à partir de la biomasse va progressivement perdre toute rentabilité. Au moment de l'entretien au sein de l'entreprise Tauron Wytwarzanie en septembre 2015, l'entreprise avait d'ailleurs stoppé sa production en cogénération jusqu'à la fin de l'année : « Désormais, seulement la moitié de la production issue de la partie biomasse de la cogénération peut être aidée par l'intermédiaire des certificats d'origine. Toutes les analyses économiques montrent que même si ce n'est pas interdit, cela ne sera plus rentable économiquement. Actuellement l'indicateur est de 1-1, mais le prix des certificats a tellement chuté que cela a déjà perdu de l'intérêt. Alors si maintenant l'indicateur passe à 0,5... [...] Cela montre que le gouvernement souhaite que les entreprises se retirent de la cogénération, sans l'interdire formellement pour autant »²⁰⁷.

²⁰⁵ Tauron Wytwarzanie S.A., Katowice, 17/09/2015.

²⁰⁶ Le prix des « certificats verts » a chuté entre 2012 et 2013, passant de près de 300 zlotys par MWh en janvier 2012 à 100 zlotys par MWh en février 2013. Le prix a de nouveau augmenté pour atteindre 250 zlotys par MWh début 2014, puis a de nouveau dégringolé. En juillet 2015, les certificats verts ont enregistré leur prix le plus faible, avec 99-99,50 zlotys par MWh (« Les certificats verts au niveau exceptionnellement faible de 99 zlotys/MWh », *Odnawialne Źródła Energii*.pl, 8 juillet 2015 : <http://odnawialnezrodlaenergii.pl/oze-aktualnosci/item/1865-zielone-certyfikaty-na-rekordowo-niskim-poziomie-99-zl-mwh>).

²⁰⁷ Ibid.

Le coût élevé des ENR pour les communes et les citoyens :

Une dernière barrière soulevée par les acteurs locaux demeure le coût élevé des installations ENR pour les communes et les citoyens. Il existe, certes, différents systèmes d'aide pour développer les ouvrages ENR pour ces deux types d'acteurs, tels que le programme d'aide national PROSUMENT, qui soutient l'achat et l'installation de petites ou micro-installations ENR chez les personnes physiques ou dans les communautés ou coopératives de logements, via les collectivités territoriales éventuellement ; les programmes opérationnels régionaux cofinancés par le FEDER [voire le programme silésien précédemment] ; et même dans une moindre mesure, le programme opérationnel centralisé « Infrastructures et Environnement » 2014-2020, cofinancé par le Fonds de Cohésion. Ce dernier soutient le développement des ENR dans les collectivités territoriales à travers une aide à l'efficacité énergétique, qui vise entre autres les bâtiments publics (avec mise en place éventuelle d'installations ENR)²⁰⁸. Notons enfin que la loi sur les énergies renouvelables, votée en 2015, a prévu des tarifs d'achat (*feed-in tariffs*) pour l'achat et le montage de micro-installations ENR par les particuliers. Les tarifs prévus jusqu'à présent sont présentés ci-dessous :

Tarifs d'achat prévus pour les micro-installations ENR dans la loi sur les énergies renouvelables :

ENR	Tarif d'achat (zlotys/kWh) pour une puissance de l'installation :	
	Inférieure à 3 kW	Comprise entre 3 et 10 kW
Hydraulique	0,75	0,65
Eolien	0,75	0,65
Solaire	0,75	0,65
Biogaz agricole	-	0,70
Biogaz obtenu à partir des déchets collectés	-	0,55
Biogaz obtenu par traitement des eaux usées	-	0,45

Source : Planenergia, 23 janvier 2015.

Pour les communes comme pour les particuliers, l'investissement dans des ouvrages ENR, même de taille micro, n'est pas réalisable sans l'un des soutiens financiers existants. Cependant ces derniers n'allègent pas totalement les bénéficiaires. Ainsi, dans le cas des programmes opérationnels régionaux, l'aide financière pour les communes ne couvre pas la totalité du projet : la commune doit y contribuer avec ses fonds propres, à hauteur d'environ 15-20%, ce qui ne lui est pas forcément facile, surtout s'il s'agit d'une commune rurale avec peu de moyens, ou d'une commune endettée. Quant à l'aide prévue par le programme PROSUMENT, celle-ci consiste en un prêt et une subvention, cette dernière ne couvrant pas plus de 15% du projet dans le cas d'une production de chaleur (à partir de biomasse, d'une pompe à chaleur, d'un capteur solaire), et pas plus de 30% dans le cas d'une production d'électricité (via un système photovoltaïque, une petite éolienne, une micro-cogénération). L'essentiel de l'aide attribuée doit donc être remboursée à terme, tandis que la rentabilité des installations intervient au bout de plusieurs années seulement. De fait, en dépit de tous ces mécanismes de soutien, investir dans des ouvrages destinés à l'autoproduction et à l'autoconsommation n'est pas considéré comme rentable, surtout par rapport à l'énergie conventionnelle. Comme l'exprime le responsable rencontré à l'hôtel de ville de Katowice : « Il n'y a pas beaucoup d'installations ENR dans la ville car ce sont des installations qui restent chères. On essaie d'en mettre au moment de la thermo-modernisation des bâtiments,

²⁰⁸ La production des installations ENR, dans ce cas, doit être entièrement dédiée aux besoins des bâtiments, l'objectif étant d'encourager l'autoproduction dans les bâtiments collectifs (ainsi que dans les logements résidentiels : coopératives et communautés de logements).

éventuellement, mais nous ne le faisons pas à tout prix. [...] Les panneaux photovoltaïques [...], cela a une rentabilité de 20%, et un capteur solaire normal a une rentabilité de 50%. Pourquoi mettre des installations trois fois moins efficaces, alors que je peux avoir trois fois plus [d'énergie conventionnelle] avec le même prix ? Il vaut mieux utiliser cet argent de manière plus efficace que de l'envoyer dans l'achat d'installations ENR. Nous avons de meilleurs endroits où placer cet argent. [...] Il ne faut pas installer pour que cela existe »²⁰⁹ ; le responsable du département des espaces ruraux, à l'Office du Maréchal, va dans le même sens : « Ce sont des installations chères, pas rentables économiquement. Pour 20-30 000 zlotys de coût d'installation des ENR, plus les coûts d'entretien, de réparation, etc., on peut acheter tellement d'énergie conventionnelle que cela ne vaut pas encore le coup. Sans forme de soutien, personne n'installe des ENR »²¹⁰.

Sur le plan administratif, les procédures pour les micro-installations ont été simplifiées par la loi sur les énergies renouvelables votée en 2015. On peut émettre l'hypothèse que la simplification des procédures réduira également les risques de conflits administratifs. Relevons également qu'il n'existe pas de conflits majeurs autour de l'implantation de grands ouvrages en Silésie, comme on peut le voir autour des éoliennes dans les régions du nord, car la région ne dispose pas de grandes installations. Or, les conflits entre les communes et les citoyens ou les conflits de gouvernance relatifs à l'implantation d'ouvrages sont propres aux grands ouvrages éoliens ou aux usines biogaz d'une certaine capacité²¹¹, lesquelles sont encore peu développées en Silésie.

Une sortie inenvisageable du charbon

Il n'existe pas de stratégie au niveau régional pour « sortir » du charbon en même temps que se développeront les ENR, car les autorités silésiennes n'ont pas cette intention. Les responsables rencontrés au sein du département de la protection de l'environnement, à l'Office du Maréchal à Katowice, expliquent que l'essor des ENR doit être relié à la tradition régionale en matière énergétique. Autrement dit, le charbon doit être maintenu comme source d'énergie pour les consommateurs.

La sortie du charbon n'est pas envisageable aux yeux des autorités pour plusieurs raisons : d'abord, parce que le potentiel régional en matière d'ENR est trop faible pour remplacer cette source conventionnelle. Comme l'indiquent les autorités régionales, il existe également une réalité locale liée au climat : les ouvrages ENR ne fonctionnent qu'une partie de l'année (notamment les installations solaires), ou bien la source est aléatoire (le vent). Aussi -et comme l'énergie produite par les ouvrages ENR ne peut être stockée- le charbon doit-il compenser les périodes où les ouvrages ENR ne peuvent fournir une énergie suffisante²¹² : « Nous ne voulons pas, et même nous ne pourrions pas, à mon avis, arrêter de recourir au charbon. Parce que s'agissant du soleil, et bien en période d'hiver nous avons besoin d'énergie pour chauffer les citoyens. En période d'hiver, il n'y a pas de soleil, tout simplement, ni de vent. Alors la seule énergie qui nous reste et qui est utile à la société, parce qu'elle génère des emplois, c'est l'énergie du charbon justement »²¹³.

²⁰⁹ Ville de Katowice, Département des bâtiments et des routes, Service de l'énergie, 2/09/2015.

²¹⁰ Office du Maréchal, Département des espaces ruraux, Katowice, 2/09/2015.

²¹¹ Les usines biogaz d'une capacité supérieure à 25 MW, tout comme les parcs éoliens, doivent faire l'objet d'une étude d'impact sur l'environnement puis d'une décision concernant l'impact sur l'environnement, décision émise par la Direction régionale de protection de l'environnement (RDOŚ), institution d'Etat présente au niveau régional. L'intervention de la RDOŚ dans la procédure d'installation des ouvrages ENR est sujette à de nombreuses critiques reflétant les tensions Etat-local (voir « Chapitre 5. Pologne : la voïvodie de Poméranie occidentale », in Bafoil, François (dir.). *L'énergie éolienne en Europe*, Paris : Presses de Sciences Po, 2016 [à venir]).

²¹² Le gaz ne peut actuellement faire contrepois au charbon comme source de chauffage chez les particuliers (par exemple durant les périodes où les capteurs solaires ne fonctionnent pas), du fait de son coût beaucoup plus élevé.

²¹³ Office du Maréchal, Département de la protection de l'environnement, Katowice, 2/09/2015.

En second lieu, la sortie du charbon n'est pas envisageable pour des raisons sociales, l'industrie du charbon demeurant une source d'emplois non négligeable dans la région, et le charbon demeurant la source d'énergie la plus accessible pour les ménages peu aisés, notamment en milieu rural.

En troisième lieu, la sortie du charbon en Silésie aurait des conséquences nationales, tout d'abord parce qu'elle menacerait de manque d'énergie une part importante de la population polonaise (la Silésie étant la seconde région la plus peuplée de Pologne) : « Nous avons quatre millions de personnes sur un espace limité. Il faut leur fournir de l'énergie au quotidien. Si nous mettions des éoliennes et que nous manquions de vent, alors un dixième de la population polonaise aurait un problème. Dans les voïvodies moins peuplées, ces problèmes se posent de manière plus réduite, du coup on ne les prend pas en compte »²¹⁴. Par ailleurs, la sortie du charbon menacerait la sécurité énergétique du pays, comme l'indiquent les propos suivants : « Il faut inverser cette tendance dans l'Union européenne, ne pas aller que dans les énergies renouvelables, mais aussi utiliser cette énergie que nous avons, conventionnelle. Nous n'avons pas de gaz, nous le faisons venir de Russie. Et politiquement et économiquement, nous devons nous y subordonner si nous sortons du charbon. Nous voyons cela et nous le craignons. Mais visiblement l'UE ne le voit pas et elle tombe dans le piège de Poutine, comme un enfant se laisse tenter par des sucreries »²¹⁵.

La Silésie en tant que productrice de charbon et plus généralement, en tant que région à fort potentiel industriel, demeure stratégique pour le pays. Le gouvernement polonais a d'ailleurs élaboré récemment un programme de soutien à l'industrie silésienne et à celle de la Petite Pologne de l'ouest, intitulé « Silésie 2.0. ». Il y est clairement indiqué que la Silésie est « une force motrice de l'industrie polonaise » et que le charbon possède un caractère stratégique en Pologne, « en tant que ressource nationale construisant l'indépendance et la sécurité énergétique du pays »²¹⁶. Ce caractère stratégique de même que la structure du secteur énergétique polonais (qui repose en majorité sur cette ressource) font que le charbon « demeurera un secteur important de l'économie dans la région [de Silésie et de Petite Pologne occidentale] durant de nombreuses années encore »²¹⁷.

Le programme prévoit des actions de soutien à l'industrie du charbon, dans la lignée du programme de récupération de la Compagnie du charbon (Kompania Węglowa S.A.) lancé en janvier 2015 afin « d'assurer la sécurité énergétique de l'Etat par l'approvisionnement des centrales électriques en charbon national durant les 30 prochaines années »²¹⁸. Le programme pour l'industrie silésienne et de Petite Pologne prévoit l'établissement d'une nouvelle société dans le secteur, la Nouvelle Compagnie du charbon (Nowa Kompania Węglowa) dans les environs de Rybnik²¹⁹.

En outre, le programme prévoit d'exonérer les entreprises des secteurs à forte intensité énergétique -tels que l'industrie minière, la sidérurgie, la métallurgie ou l'industrie chimique- d'une partie des coûts qu'elles doivent supporter dans le cadre du système de soutien aux ENR (par exemple via l'obligation d'acheter des certificats verts ou à partir de 2016, de payer une taxe pour les ENR). Ces allègements représenteraient chaque année environ 450 millions de zlotys à l'échelle nationale. Les entreprises des secteurs à forte intensité énergétique pourraient aussi être exonérées d'une partie des droits d'accise entrant dans le prix de l'électricité²²⁰. De telles mesures favoriseraient particulièrement la Silésie et l'ouest de la Petite Pologne, puisqu'un quart des plus grandes entreprises consommatrices d'électricité se situent dans cette région et qu'elles y représentent plus de 100 000 employés. D'après le programme gouvernemental, l'exonération

²¹⁴ Ibid.

²¹⁵ Ibid.

²¹⁶ Chancellerie du président du conseil des ministres. *Śląsk 2.0. Program wsparcia przemysłu Województwa śląskiego i Małopolski zachodniej* [Silésie 2.0. Programme de soutien à la voïvodie de Silésie et de Petite Pologne occidentale], 29 juin 2015, p.4 et 8.

²¹⁷ Ibid.

²¹⁸ Décret du Conseil des Ministres n°3/2015 du 7 janvier 2015.

²¹⁹ Chancellerie du président du conseil des ministres. *Śląsk 2.0. Program wsparcia przemysłu Województwa śląskiego i Małopolski zachodniej* [Silésie 2.0. Programme de soutien à la voïvodie de Silésie et de Petite Pologne occidentale], 29 juin 2015, p.15.

²²⁰ Ibid., p.19.

d'une partie des charges liées à l'énergie permettra à ces entreprises de réduire les coûts de production, donc d'augmenter cette dernière et partant, de soutenir l'emploi au niveau régional²²¹.

Une évolution du positionnement régional :

Le programme « Silésie 2.0. », bien que témoignant d'un attachement national aux ressources silésiennes, a été critiqué dès sa parution. On lui a reproché de n'être qu'une compilation d'extraits de programmes déjà existants, d'avoir été élaboré dans la précipitation et sans réflexion suffisante, uniquement dans un but de « propagande », et enfin, d'avoir été élaboré au niveau central sans l'avis des représentants silésiens, qui ont dû demander d'eux-mêmes à participer aux travaux²²².

En réponse à ce programme national jugé de peu d'utilité, le maréchal de Silésie a présenté en novembre 2015 un programme « de développement interne » pour la Silésie d'ici 2030 (« Silésie 3.0. »), reposant sur la formule « la région pour la région ». Ce programme vise à développer la région à partir de ses ressources et de ses atouts, via des projets concrets d'initiative bottom-up (venant des autorités régionales, du monde des affaires, du monde académique, de la culture, des organisations sociales etc.). Le programme met l'accent en particulier sur l'innovation et sur les énergies vertes. Il témoigne ainsi d'une volonté de ne plus reposer uniquement sur le charbon. Comme l'a indiqué le Maréchal de la Silésie, Wojciech Saługa : « Les problèmes que rencontre l'industrie du charbon en Pologne, mais aussi dans le monde entier, démontrent que nous ne pouvons construire l'avenir de la région uniquement à partir de cette branche. Il faut chercher de nouvelles solutions »²²³.

Si ses effets ne peuvent encore être observés, ce programme témoigne d'une volonté des autorités silésiennes de « reprendre en main » leur développement, après l'échec des mesures gouvernementales : « Nous voulions que la voïvodie de Silésie ait son propre programme de développement. Elaboré ici, et non à Varsovie »²²⁴. Il témoigne également d'une volonté de « moderniser » l'image de la Silésie en repensant son développement : « Ce programme est né de la crise. Au début de l'année, nous avons eu à faire avec des grèves de mineurs, et j'ai eu l'occasion de rencontrer des représentants de divers environnements, et de discuter avec eux non seulement du développement de la branche [du charbon], mais aussi plus largement, du fait qu'il vaut la peine de repenser la région à partir du nouveau. Sans cela nous ne sortirons pas de cette situation »²²⁵. On relève donc ici une évolution par rapport au discours entendu à l'Office du Maréchal de Silésie, mais aussi et surtout, une prise de distance des autorités silésiennes par rapport à l'Etat.

La recherche d'un charbon « propre » :

Malgré tout, loin de vouloir renoncer au charbon, la Silésie ambitionne de développer des techniques pour rendre le charbon « propre », avec l'appui de l'Etat²²⁶. Elle mise en particulier sur la gazéification du charbon, notamment souterraine. Un programme de recherche national dédié aux technologies de gazéification du charbon a d'ailleurs été lancé au début des années 2010,

²²¹ Ibid., p.19-20.

²²² « Silésie 3.0 : le programme caché pour la Silésie du maréchal Wojciech Saługa », Dziennik Zachodni, 7 décembre 2015 (lien : http://www.dziennikzachodni.pl/artykul/9157408.slaskie-30-tajemniczy-program-dla-slaska-marszalka-wojciecha-salugi_2.id.t.sa.html).

²²³ « Le programme régional de développement pour la Silésie : qu'y trouvera-t-on ? », PortalSamorządowy.pl, 8 décembre 2015.

²²⁴ Propos tenus par le Maréchal de la voïvodie de Silésie, Wojciech Saługa (Ibid.).

²²⁵ Propos tenus par le Maréchal de la voïvodie de Silésie, Wojciech Saługa (« Nous concevons l'avenir de la région », portail officiel de la voïvodie de Silésie - « Silésie. Energie positive » -, 8 décembre 2015 : http://www.slaskie.pl/strona_n.php?jezyk=pl&grupa=10&art=8042).

²²⁶ La stratégie polonaise consistant à produire un charbon propre pour lutter contre le changement climatique a été vivement critiquée par les représentants des partis et associations écologistes en 2013, alors que la Pologne organisait la conférence sur le climat de l'ONU (COP 19). Voir à ce sujet : « Mélange des genres en Pologne entre climat et charbon « propre » », Euractiv.fr, 26 septembre 2013 (<http://www.euractiv.fr/sections/energie/melange-des-genres-en-pologne-entre-climat-et-charbon-propre-268393>).

impliquant différentes institutions des régions de Silésie et de Petite Pologne - dont l'institut de transformation chimique du charbon (à Zabrze), l'institut central de l'exploitation minière (GIG, à Katowice), ou encore l'université polytechnique de Silésie (à Gliwice) – et différents groupes dont le groupe énergétique Tauron. Les travaux de recherche sont en cours actuellement.

La recherche d'un charbon « propre » est perçue au niveau régional comme la solution contre les émissions de particules fines -problème majeur en Silésie- et pour une meilleure qualité de l'air, de même qu'elle permet de résoudre le « problème » des ENR, c'est-à-dire l'impossibilité d'y recourir de façon constante. En cela, elle est perçue par les autorités comme un compromis satisfaisant entre respect de la tradition nationale et régionale (et refus d'abandonner le charbon à ces deux niveaux) et respect des exigences européennes en matière de climat et d'environnement. L'engagement en faveur d'un charbon propre est d'ailleurs prôné par les responsables de la protection de l'environnement à l'Office du Maréchal de Silésie, bien plus encore que le recours aux ENR : « L'Union européenne met l'accent sur les énergies renouvelables, mais elle ne voit pas que certaines régions ne sont pas aussi ensoleillées que l'Espagne ou les pays du sud. Tous disent dans l'UE que le charbon c'est mauvais, c'est sale, cela pollue l'environnement... Mais nous, nous ne sommes pas tout-à-fait d'accord. Pendant deux cents ans nos ancêtres ont utilisé du charbon, ce charbon de mauvaise qualité... Mais nous sommes au 21^{ème} siècle et nous savons que nous pouvons utiliser ce charbon d'une autre manière, qui sans l'ombre d'un doute, ne nuit pas à l'environnement. Et les conséquences de ces actions ne seront pas aussi nuisibles que par exemple, une avarie dans une centrale nucléaire... »²²⁷.

Exemples d'initiatives innovantes dans le domaine des énergies renouvelables en Silésie

Une région d'innovation

Bien qu'étant historiquement une région -plus que les autres- basée sur l'industrie lourde, la Silésie, en parallèle de son processus de restructuration en cours depuis plus de 20 ans, a développé un réel potentiel d'innovation. Elle est depuis les années 2000 une région d'innovation à l'échelle du pays.

Le nombre d'entités de R&D présent dans la région en témoigne : celui-ci a plus que doublé entre 2001 et 2010, passant de 116 à 234, soit 13,2% des entités existantes au niveau national. Sur les 234 entités existantes dans la région, on en comptait 175 dans le monde des affaires. Du point de vue du nombre d'entités de R&D, la Silésie occupait en 2010 la seconde place dans le pays. Elle occupait par ailleurs la troisième place concernant les dépenses internes en R&D, avec 848,8 millions de zlotys, soit 8,1% du chiffre national²²⁸. La moitié des activités de R&D consistait en des travaux de développement, le reste étant divisé entre recherche appliquée et recherche fondamentale²²⁹. Enfin, la région était en 2010 la seconde s'agissant du nombre d'entreprises industrielles innovantes (toutes tailles confondues), et la première dans la catégorie des entreprises de taille moyenne (10-49 employés)²³⁰.

Du point de vue de la gouvernance, la Silésie est la première région de Pologne qui a mis en œuvre, entre 2003 et 2013, une stratégie régionale pro-innovation. Depuis 2010, elle met en œuvre également un programme de développement technologique 2010-2020. Ce dernier, comme la nouvelle stratégie de l'innovation 2013-2020, se focalise sur les trois domaines de spécialisation choisis par les autorités silésiennes, à savoir l'énergie, la médecine et les technologies de l'information et de la communication. La stratégie de l'innovation 2013-2020 fixe deux objectifs stratégiques transversaux aux trois domaines cités : 1) augmenter et coordonner le potentiel innovant de la région, notamment en créant de nouvelles infrastructures et services et en

²²⁷ Office du Maréchal, Département de la protection de l'environnement, Katowice, 2/09/2015.

²²⁸ Assemblée de la voïvodie de Silésie. *Regional Innovation Strategy of the Śląskie Voivodship for the years 2013-2020* [Stratégie régionale d'innovation de la voïvodie de Silésie pour les années 2013-2020], Katowice, 2012, p.98.

²²⁹ Ibid., p.99.

²³⁰ Ibid., p.96.

augmentant les interactions au sein de « l'écosystème d'innovation » de la voïvodie (entreprises, clusters, institutions etc.)²³¹ ; 2) créer des marchés intelligents (*smart markets*) pour les technologies futures. Une partie de cette priorité porte sur les technologies à faible émission de carbone et l'efficacité énergétique, une autre sur le développement de groupes de producteurs-consommateurs individuels (*prosumers*)²³².

Le Centre de l'énergie décentralisée de l'Université Polytechnique de Silésie et l'association Klaster 3x20

L'une des institutions phare de la région en matière d'innovation dans le domaine énergétique et en particulier, celui des ENR, est l'Université Polytechnique de Silésie basée à Gliwice. Le professeur Jan Popczyk, de l'Institut de l'électricité et des circuits de commande, s'intéresse depuis plusieurs années à la décentralisation énergétique et au rôle des *prosumers* lié aux énergies renouvelables (qu'il s'agisse de personnes physiques, d'immeubles résidentiels, d'institutions publiques ou d'entreprises). Il a créé un centre spécialement dédié à cette thématique, en coopération avec l'Université de Silésie de Katowice. Ce centre s'intéresse aux innovations technologiques, mais aussi et surtout aux innovations sociales pouvant favoriser l'autonomisation des consommateurs : « Il est certain qu'à l'avenir les technologies dans l'énergie ne représenteront qu'une partie du domaine, une partie importante, certes, mais une partie seulement. En revanche les questions sociales et politiques vont jouer un rôle clé. [...] Ce capital social est la clé pour le succès de la reconstruction du domaine énergétique. [...] Je suis convaincu que la société va façonner le domaine de l'énergie à l'avenir »²³³.

Du point de vue du potentiel, la Silésie est selon lui un territoire clé pour le développement des micro-installations ENR en Pologne et pour la décentralisation énergétique en général, compte-tenu de son potentiel industriel, et de son potentiel en matière de R&D et de ressources humaines : « L'énergie des *prosumers*, dispersée, exige des infrastructures intelligentes. Ce sont des dispositifs électroniques, mais aussi de l'informatique. Et de ce point de vue la Silésie est la région n°1 en Pologne. [...] L'Université Polytechnique de Silésie est le berceau de ces industries [des technologies de l'information et de la communication] en Pologne. [...] Nous avons des usines de dispositifs, nous avons les RH. Nous avons donc les conditions de base pour installer les ENR. Mais avons-nous déjà les installations ? Il existe déjà pas mal d'installations, mais par rapport à l'Allemagne on est loin... Mais le potentiel est grand donc cela va se développer »²³⁴. Le Centre de l'énergie décentralisée (*Centrum Energetyki Prosumenckiej*) alimente une bibliothèque en ligne qui propose de nombreux articles sur le sujet²³⁵. Cette dernière a été créée avec l'aide de l'association Klaster 3x20, dont le président est un collaborateur du prof. Popczyk [voir ci-dessous].

Par ailleurs, l'équipe du centre de l'énergie décentralisée travaille actuellement sur un modèle de référence pour le « Plan pour une économie sobre en carbone » (*Plan Gospodarki Niskoemisyjnej*) qu'est censée élaborer chaque commune ou ville polonaise désormais. Ce plan est un document stratégique définissant la vision de la commune en matière d'économie bas carbone, établissant des objectifs concrets en la matière ainsi que les actions prévues pour les atteindre (investissements ou autres). La possession de ce plan conditionne l'obtention de fonds européens 2014-2020 dans les communes (pour les actions de thermo-modernisation des bâtiments ou de développement des ENR). Certaines communes comme celle de Gierałtowice [voir le paragraphe suivant] ont reçu une aide financière pour l'élaboration de leur plan, dans le cadre du programme national Infrastructures et Environnement 2007-2013. Une partie des plans est encore en cours

²³¹ Ibid., p.26.

²³² Ibid., p.28.

²³³ Université Polytechnique de Silésie, Centre de l'énergie décentralisée, Gliwice, 11/09/2015.

²³⁴ Ibid.

²³⁵ Voir le lien : <http://ilabepro.polsl.pl/bzep/>.

d'élaboration. D'après le responsable de l'association Klaster 3x20, ces plans n'ont en réalité aucune fonction stratégique, et la place qu'y occupent les ENR est négligeable : « C'est surtout une description de l'état actuel des choses. Mais il y a une obligation de faire ce PGN [*Plan Gospodarki Niskoemisyjnej*] pour avoir des fonds européens, du coup un marché de firmes qui aident à faire ce PGN est en train de se développer »²³⁶. L'idée du centre de l'énergie décentralisée de l'Université Polytechnique est d'utiliser ces plans pour élaborer un modèle de référence qui permettrait aux communes d'aller dans le sens de l'autonomisation, en fonction de leurs ressources naturelles. Il s'agirait d'une matrice contenant les informations indispensables (types d'installations ENR, coût, etc.) qui permettrait à chaque commune d'estimer et de visualiser ses possibilités en matière d'ENR et les solutions concrètes possibles, ce qui entre autres, lui permettrait de mieux solliciter des fonds d'aide extérieurs. Le centre travaille sur ce sujet avec une firme qui élabore des plans pour 200 communes.

Cette réflexion sur l'autonomisation énergétique des communes est totalement nouvelle en Pologne, le sujet n'étant ni soulevé au niveau national, ni au niveau local, même si quelques exemples existent [voir le cas de Gierałtowiec plus loin]. Comme l'indique le responsable de l'association Klaster 3x20 : « Ce n'est pas un thème populaire. Pourquoi ? Parce que nous avons des corporations qui veulent produire de l'énergie pour nous et se faire de l'argent là-dessus. [...] Nous, nous proposons une aide à ceux qui pourraient produire d'eux-mêmes. [...] Il est moins cher de rendre une commune autonome que de moderniser le réseau énergétique, moderniser ou construire de nouvelles centrales. [...] Mais ces questions ne sont pas prises au sérieux. Tout le problème c'est le monopole de l'énergie conventionnelle »²³⁷.

L'association Klaster 3x20 regroupe des firmes qui sont essentiellement liées à l'énergie et essentiellement municipales (mais il existe aussi des firmes privées du domaine des ENR, de l'informatique, ou qui éditent des revues liées à l'énergie, etc.), des universités, des personnes privées liées professionnellement ou intéressées par l'énergie etc. L'association a pour but de créer et développer une base de savoir sur l'énergie décentralisée. Outre la bibliothèque, le centre organise chaque mois, depuis 2006, un séminaire de discussion entre les membres (le « konwersatorium »), autour d'un thème spécifique. En septembre 2015, l'un des séminaires a été consacré aux possibilités techniques et institutionnelles de faire des communes des espaces autonomes sur le plan énergétique. L'association Klaster 3x20 publie par ailleurs un document intitulé « Observatoire des changements énergétiques », tous les 15 jours, présentant des aspects positifs et négatifs du marché de l'énergie en Pologne et dans le monde : « Souvent, ce qui est présenté comme positif sur le marché, l'est de manière négative ici. Par exemple les grands parcs éoliens. Ici, nous prônons des installations de plus petite capacité »²³⁸.

Les mini-centres énergétiques de la commune de Gierałtowiec

La commune de Gierałtowiec est l'une des rares en Pologne qui a pris de nombreuses initiatives en vue d'atteindre un jour l'autonomisation énergétique.

La commune est située dans le district de Gliwice. Elle compte 11 350 habitants et s'étale sur une superficie de 40 km². Gierałtowiec est une commune rurale composée de quatre villages : Chudów (1550 habitants), Gierałtowiec (3900 habitants), Paniówki (2600 habitants) et Przyszowice (3300 habitants). La densité de population de la commune est de 275 habitants au km² (pour une densité moyenne régionale de 375 habitants au km²).

L'ensemble du territoire communal est un terrain minier, la commune abritant trois mines de charbon : celles de Knurów-Szczygłowice et de Budryk, qui appartiennent à la Jastrzębska Spółka

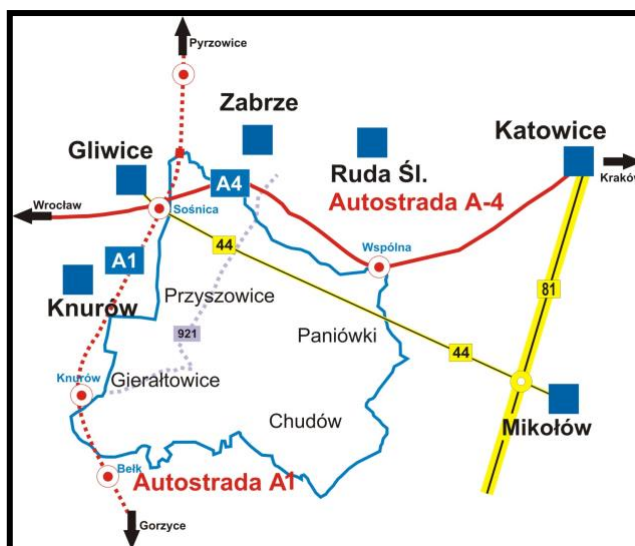
²³⁶ Association Klaster 3x20, Gliwice, 16/09/2015.

²³⁷ Ibid.

²³⁸ Ibid.

Węglowa (JSW), et celle de Sośnica-Makoszowy qui appartient à la Kompania Węglowa. La commune dispose donc d'importantes ressources en charbon et également en méthane, mais son territoire est également très dégradé.

La commune bénéficie d'une position géographique avantageuse, située tout près de la région urbaine de Katowice et en particulier des villes de Gliwice, Knurów, Zabrze et Ruda Śląska, et à seulement 4 kilomètres du croisement entre les autoroutes A1 (nord-sud) et A4 (est-ouest).



Source : commune de Gierałtów.

La majorité de la population communale travaille d'ailleurs dans les grandes villes environnantes. Le nombre d'employés dans la ville s'élève à environ 5500, dont 1000 travaillent dans l'industrie du charbon ou les mines²³⁹. Le taux de chômage communal est très faible, puisqu'il n'atteint pas 3%²⁴⁰.

Le territoire communal accueille depuis 2011 un parc industriel d'une surface de 73 hectares, le parc Synergy, frontalier avec la ville de Gliwice. Ce parc se compose actuellement de 16 entreprises. Parmi celles-ci se trouve un distributeur de capteurs solaires entre autres. Le parc Synergy représente une opportunité de développement pour la commune de Gierałtów. Le maire souhaiterait que s'implantent, à l'avenir, des firmes agissant dans le domaine des nouvelles technologies et des ENR²⁴¹.

Les actions entreprises dans le domaine des ENR dans la commune ont été portées par le maire, qui est très sensible à la question de la décentralisation énergétique et à la sécurité énergétique des communes, et qui tente de les réaliser à Gierałtów. Le maire est né à Gierałtów et est aujourd'hui âgé de 68 ans. Il est diplômé de l'université polytechnique de Silésie à Gliwice, et est électricien de formation. Il est devenu en 1998 président du conseil communal et occupe la fonction de maire depuis l'année 2000. Il a été réélu aux dernières élections, en 2014, avec plus de 65% des voix. Le maire de Gierałtów a publié de nombreux articles sur la fiabilité des systèmes électriques et intervient souvent à l'extérieur pour présenter le cas de sa commune et ses réalisations en matière énergétique.

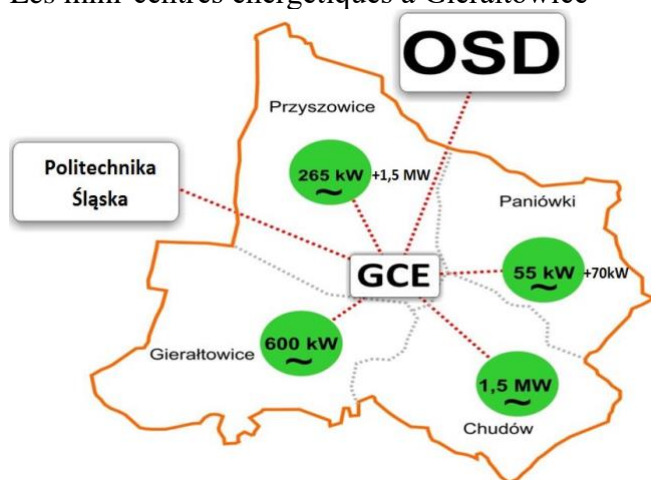
²³⁹ Entretien avec le maire de Gierałtów, 8/09/2015.

²⁴⁰ Ibid.

²⁴¹ Ibid. ; « Gierałtów: Pierwsze inwestycje w Synergy Park, będą nowe miejsca pracy » [« Gierałtów : Premiers investissements dans le Parc Synergy, il y aura des emplois »], MiastoKnurów.pl, 29/09/2011.

En l'occurrence, la commune de Gierałtowice a développé son propre modèle qui consiste à créer des mini-centres énergétiques dans chaque village de la commune. Cette conception a été introduite dès 2005 dans le Plan local d'aménagement du territoire et dans un plan d'investissements pluriannuel, entérinés alors par le conseil communal. Les mini-centres sont des sources d'électricité et de chaleur desservant un ou plusieurs bâtiments communaux²⁴², l'idéal étant, d'après le maire, que tout fonctionne avec des énergies renouvelables un jour²⁴³. Ces mini-centres énergétiques ont également une fonction potentielle d'« îlots énergétiques », c'est-à-dire qu'en cas d'avarie sur le réseau électrique général, ils sont capables de couvrir les besoins en électricité et en chaleur de différents bâtiments d'utilité publique (école, centre de santé etc.). En situation normale, les mini-centres (situés sur des réseaux à faible ou moyenne tension), « coopèrent » avec le réseau du distributeur local (Tauron) pour l'alimentation des bâtiments²⁴⁴. L'énergie produite par les mini-centres ne sert qu'aux bâtiments publics raccordés, elle n'est pas revendue au réseau. Le maire déclare en effet préférer l'autoproduction, en raison des complications et fluctuations liées aux certificats d'origine²⁴⁵.

Les mini-centres énergétiques à Gierałtowice



Source : commune de Gierałtowice.

GCE : centres énergétiques communaux

OSD : opérateur du système de distribution.

Les mini-centres énergétiques coopèrent avec l'OSD local et avec l'université polytechnique de Silésie à Gliwice.

Depuis 2005, plusieurs mini-centres ont donc été réalisés. D'autres sont planifiés ou en cours de construction.

Le premier centre à avoir été réalisé est celui du village de Paniówki. Il consiste en un générateur fonctionnant au gaz (ou au biogaz lorsque sera achevée l'usine biogaz dans le village voisin) et produisant chaleur et électricité en cogénération. Ce générateur, d'une puissance de 55 kW pour l'électricité et de 88 kW pour la chaleur, alimente la piscine locale à raison de 50% de ses besoins (150 kW), le groupe scolaire dans lequel il est situé (école et maternelle : 40 kW) et un centre de santé (20 kW). La piscine communale est également équipée de 54 m² de capteurs solaires et de pompes à chaleur. Il est prévu à l'avenir de compléter le générateur par une éolienne d'une capacité de 70 kW. Il est prévu également de relier le générateur de Paniówki à l'usine biogaz (en construction) et au centre de traitement des déchets de Przyszowice, le village voisin. Le mini-centre de Paniówki a été réalisé en 2013 dans le cadre du programme opérationnel régional 2007-

²⁴² « Mini-centra, maxi korzyści » [« Mini centres, maximum de profits »], Planenergia, 7 avril 2015.

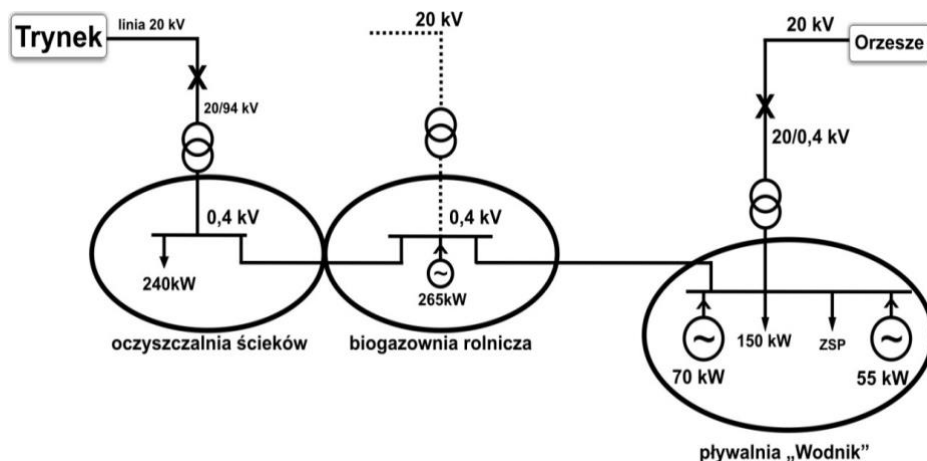
²⁴³ Entretien avec le maire de Gierałtowice, 8/09/2015.

²⁴⁴ « Mini-centra, maxi korzyści » [« Mini centres, maximum de profits »], Planenergia, 7 avril 2015.

²⁴⁵ Entretien avec le maire de Gierałtowice, 8/09/2015.

2013 (priorité V « Environnement », action 5.3 : « Propreté de l'air et énergies renouvelables »). Il a reçu une subvention du FEDER de 1,2 millions zlotys pour la construction du générateur de cogénération, et de 80 000 zlotys pour le système solaire²⁴⁶.

Projet de raccordement des mini-centres de Paniówki et Przyszowice



Source : commune de Gierałtowice.

A Przyszowice existe actuellement un centre de traitement des déchets et un centre de santé alimentés par un mini-centre énergétique, auquel on prévoit d'ajouter une éolienne de 1,5 MW. Le centre de santé est également équipé en panneaux photovoltaïques. Une usine biogaz est par ailleurs en construction à côté du centre de traitement des déchets. La commune souhaiterait que cette usine soit raccordée au centre de Paniówki, et qu'elle alimente également le centre de traitement des déchets voisin et par la suite, l'ancien palais de Przyszowice, qui abrite aujourd'hui une infirmerie, une bibliothèque et une maternelle.

Une autre usine biogaz (biogaz agricole) d'une puissance de 600 kW est prévue dans le village de Gierałtowice. Le projet n'en est encore qu'au stade de la conception et la commune tente d'obtenir des fonds européens 2014-2020 pour le financer et le mener à terme. Elle tente d'obtenir des fonds également pour l'installation de panneaux photovoltaïques (35 kW) et de pompes à chaleur dans le centre de santé du village, actuellement en cours de rénovation²⁴⁷.

Enfin, la commune envisage de développer l'utilisation du méthane dans le village de Chudów. D'après le maire, une station de méthane installée dans ce village pourrait produire 1,5 MW d'énergie²⁴⁸.

L'idée des centres énergétiques de Gierałtowice est de rendre les principaux bâtiments publics autonomes en cas d'avarie, comme celle qui s'est produite en juillet 2015. En raison d'orages violents consécutifs à de fortes chaleurs, plusieurs milliers d'habitants de la commune et d'autres communes silésiennes ont été privés d'électricité pendant plusieurs jours parfois. A Gierałtowice, l'école et la piscine ont pu continuer de fonctionner, témoignant de la réussite du projet communal. Le maire de la commune vise l'autonomisation énergétique à l'avenir, mais une condition sine qua non pour la réaliser est l'obtention de fonds européens, sans lesquels aucun projet d'installation ENR ne peut être lancé²⁴⁹.

²⁴⁶ Document remis par la commune.

²⁴⁷ Ibid.

²⁴⁸ Ibid.

²⁴⁹ Ibid.

Gierałtowice est ainsi une commune pionnière dans le domaine des ENR et en Pologne. Si d'autres communes développent des installations ENR sur leurs bâtiments publics (photovoltaïques, solaire surtout), aucune dans la région n'est allée aussi loin que Gierałtowice jusqu'à présent. La commune de Gierałtowice a encore d'autres projets concernant les ENR, puisqu'elle réfléchit actuellement à l'utilisation des sources renouvelables pour l'éclairage public dans les espaces où celui-ci est absent. Il s'agirait d'utiliser du photovoltaïque, des lampadaires solaires et une petite éolienne²⁵⁰.

Le parc technologique et scientifique Euro-Centrum est situé à Katowice (le parc possède un département dans la commune de Chełm Śląski). Il s'agit d'un complexe de plusieurs bâtiments modernes abritant des bureaux, des halls d'exposition ou encore des salles de conférences. Le parc dispose d'une surface utilisable de près de 28 000 m². S'y trouvent une centaine de firmes et plus de 1500 employés.

L'origine du parc remonte à 2004. L'initiative revient aux deux présidents qui l'ont fondé, en coopération avec la ville de Katowice. Tous deux ont l'idée de transformer le site d'une ancienne usine d'appareils chimiques (Wima) et d'une ancienne fabrique de colorants, pour en faire un parc technologique et scientifique. La revitalisation des terrains (6 hectares) est effectuée entre 2006 et 2008, dans le cadre d'un projet cofinancé par le FEDER pour près de 34 millions de zlotys, l'ensemble du projet (rénovation de 7 bâtiments et construction de deux nouveaux à Katowice, construction d'un bâtiment à Chełm Śląski) représentant un budget de quasiment 70 millions de zlotys.

En 2007 commence l'activité du parc Euro-Centrum. Le parc se compose alors de 4 nouveaux bâtiments (dont un à Chełm Śląski) et 7 bâtiments reconstruits, soit dix bâtiments sur le site de Katowice.

En 2009 est inauguré le premier bâtiment économe en énergie du parc, dans le cadre d'un projet d'une valeur de 16 millions de zlotys environ, supporté pour moitié par le FEDER. Réalisé en partenariat avec la firme autrichienne Weizer Energie – Innovations – Zentrum GmbH, il se veut un modèle d'application des nouvelles technologies pour l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables. Le bâtiment, d'une surface de 3887,7 m², consomme deux tiers d'énergie en moins qu'un bâtiment standard²⁵¹.

En 2011 commence la construction d'un bâtiment passif, qui a été ouvert en 2014 et qui abrite actuellement le siège du parc. Sa construction, dont la surface utilisable est de 7500 m², a représenté un coût de 35,8 millions de zlotys²⁵². Le bâtiment passif est équipé en quatre types d'installations ENR : des panneaux photovoltaïques, des capteurs solaires, des sondes géothermiques et des pompes à chaleur. La consommation énergétique du bâtiment au mètre carré pour le chauffage s'élève à 15 kWh par an, contre 30 kWh pour le bâtiment économe en énergie évoqué précédemment, et 120 kWh pour un bâtiment traditionnel. Le bâtiment passif du parc Euro-Centrum a été lauréat du programme Green Building de la Commission européenne en 2013.

Par ailleurs, en 2012, deux bâtiments du parc ont été revitalisés : le centre éducatif et le centre de test des systèmes solaires. En 2015 a été ouvert un hall de stockage et de montage, bâtiment faiblement consommateur d'énergie.

Outre le centre de test des systèmes solaires, le parc comporte actuellement trois laboratoires : l'un qui teste les matériaux destinés à rendre les bâtiments économes en énergie, un autre analysant les

²⁵⁰ Ibid.

²⁵¹ <http://www.euro-centrum.com.pl/park-przemyslowy/>.

²⁵² Données fournies par Euro-Centrum.

propriétés thermiques des bâtiments, un autre, enfin, consacré aux réseaux énergétiques intelligents. Depuis 2008, le parc dispose en outre d'une station météorologique équipée de capteurs permettant de mesurer l'ensoleillement, la température, l'humidité de l'air, la force et la direction du vent, etc., mesures nécessaires avant toute installation d'ouvrages ENR. La station est équipée en panneaux photovoltaïques qui l'alimentent en électricité pour le fonctionnement des capteurs.

Le parc est fortement impliqué dans le développement et la promotion des énergies renouvelables : outre la mise en place d'installations ENR sur ses propres bâtiments (en particulier le bâtiment passif et la station météorologique), Euro-Centrum réalise actuellement – ou a réalisé - plusieurs projets touchant entre autres les ENR et favorisant l'innovation. On peut citer le projet « Euro-Centrum, accélérateur technologique », réalisé dans le cadre du programme opérationnel national « Economie innovante » 2007-2013. L'objectif de ce projet est de favoriser la création d'entreprises innovantes agissant en particulier dans les nouvelles technologies ainsi que dans le domaine des ENR, de la protection de l'environnement, de la chimie, des technologies de l'information et de la communication ou de la médecine. Le projet, qui s'est étalé sur 2014-2015, a permis à 15 entreprises innovantes d'être créées, une partie d'entre elles étant situées sur le territoire du parc²⁵³. La valeur du projet s'est élevé à 10,5 millions de zlotys, l'essentiel (10 millions) étant fourni par le FEDER²⁵⁴.

Précédemment, entre 2008 et 2014, un projet intitulé « Capital pour l'innovation en matière de conservation de l'énergie », avait soutenu également la création d'entreprises, toujours dans le cadre du programme national « Economie innovante ». L'objectif était de stimuler les idées innovantes en matière de conservation de l'énergie et d'énergies renouvelables. 14 sociétés ont été créées dans ce contexte, chacune ayant reçu au maximum 200 000 euros de subvention. Le budget du projet a dépassé les 15 millions de zlotys, dont 13 millions fournis par le FEDER²⁵⁵.

Un autre projet du parc a consisté à développer et mettre en œuvre des nouvelles technologies dans le domaine de la conservation de l'énergie et des ENR. Ce projet visait précisément à créer les infrastructures (bâtiments, laboratoires) nécessaires au travail scientifique et de recherche pour les entreprises agissant dans le domaine cité. Une partie du projet a consisté à renforcer le potentiel de recherche du parc lui-même, par l'élargissement de ses laboratoires. La création d'un nouveau laboratoire, consacré aux panneaux photovoltaïques, était également prévue. Le projet, réalisé en plusieurs tranches, a représenté un budget de près de 97 millions de zlotys entre 2010 et 2013, 122 millions entre 2013 et 2015, et près de 130 millions pour la dernière tranche, 2014-2015²⁵⁶.

Dans le domaine des ENR, le parc Euro-Centrum coopère avec différents établissements : avec l'université Polytechnique de Silésie, l'Université de Silésie, l'Institut central du charbon (GIG) et l'institut des techniques innovantes EMAG (ce dernier travaille en particulier sur des solutions innovantes dans le domaine du charbon), etc. Il coopère également avec d'autres instituts (académie minière -Akademia Górniczo-Hutnicza-, université de Zielona Góra) dans le cadre d'autres projets liés aux économies d'énergie.

Enfin, le parc scientifique et technologique a ouvert un atelier et un programme de formation pour les installateurs d'équipements ENR (pompes à chaleur, capteurs solaires, modules photovoltaïques, systèmes de ventilation modernes).

²⁵³ Parc scientifique et technologique Euro-Centrum, Katowice, 8/09/2015.

²⁵⁴ <http://www.euro-centrum.com.pl/projekty/akcelerator-technologiczny-euro-centrum/>.

²⁵⁵ <http://www.euro-centrum.com.pl/kapita%C5%82-dla-innowacji-w-obszarze-poszanowania-energii/> ; http://www.kapitaldlaenergii.pl/index.php?option=com_content&view=article&id=48&Itemid=27&lang=en.

²⁵⁶ <http://www.euro-centrum.com.pl/projekty/utworzenie-parku-naukowo-technologicznego-euro-centrum-rozw%C3%B3j-i-zastosowanie-nowych-technologii-w-obszarze-poszanowania-energii-i-jej-odnawialnych-%C5%BAr%C3%B3de%C5%82/>.

L'ensemble de ces actions font du parc Euro-Centrum un acteur majeur du développement des ENR, qu'il s'agisse de favoriser la recherche, les entreprises innovantes ou la mise en place d'installations.

Le Centre des énergies renouvelables de Kostkowice

Le Centre des énergies renouvelables de Kostkowice est situé près de Cieszyn, au sud de la Silésie, non loin de la frontière tchèque. Il est rattaché à l'Etablissement expérimental de l'Institut zootechnique de l'Institut de recherche national Grodziec Śląski, qui se trouve non loin, dans la commune de Jasienica (district bielski). L'Etablissement expérimental a été fondé en 1946. Depuis l'année 2000, il est une société à responsabilité limitée dont le propriétaire est l'Institut national zootechnique de Cracovie (auquel il était déjà rattaché depuis les années 1960).

L'Etablissement expérimental a pour vocation d'être une base de recherche appliquée et de production pour la nourriture écologique d'origine animale ou végétale. L'établissement a réalisé et réalise encore plusieurs projets de recherche liés à la production agricole. Il a soumis également un projet de recherche sur l'amélioration de l'efficacité énergétique et l'utilisation des ENR dans l'agriculture polonaise auprès de l'Institut national de la R&D, en coopération avec d'autres instituts. Il possède par ailleurs plusieurs exploitations sur lesquelles on élève du bétail (vaches, brebis, porcs), des poissons d'eau douce, on produit (du lait par exemple) et expérimente des technologies de production nouvelles.

En 2010, l'Etablissement expérimental de Grodziec Śląski a entamé la construction d'un Centre des énergies renouvelables sur l'exploitation de Kostkowice. Ce centre consiste principalement en une usine biogaz agricole, la première de Pologne. L'usine a été construite sur un terrain d'une surface de 1,5 hectares et possède une puissance de 0,6 MW²⁵⁷. Elle produit du biogaz à partir de la production animale et végétale de l'exploitation environnante (fumier, lisier, ensilages de maïs ou d'herbes), mais aussi à partir de biomasse provenant de l'industrie agroalimentaire, et de biomasse « verte » provenant des espaces ruraux alentours. En 2013, 61,9% des composants entrant dans la production de biogaz de l'usine étaient des sous-produits animaux (fumier, lisier), 19,6% étaient de la matière végétale biodégradable (épluchures de légumes, de fruits, herbes, déchets de biomasse végétale), et 18,5% étaient des ensilages de maïs ou d'herbes²⁵⁸. Le biogaz produit est valorisé par un moteur de cogénération qui produit de la chaleur pour la ferme porcine voisine, et de l'électricité qui est revendue en majorité au distributeur local Tauron²⁵⁹. En 2013, l'usine de biogaz agricole a produit 3 557 MWh de chaleur, et 3 475 MWh d'électricité, 86% étant revendue à Tauron²⁶⁰. L'Etablissement de Grodziec Śląski mène actuellement des recherches plus poussées sur la méthanisation à partir de sous-produits agricoles (fumier, purin etc.).

Sur le territoire du Centre des énergies renouvelables de Kostkowice fonctionne également une agrorafinerie expérimentale, ouverte en 2007, dans laquelle a été produit du biodiesel à partir d'huile de colza entre 2008 et 2011, qui était utilisé pour les propres besoins de l'établissement.

Le centre est également équipé d'une éolienne d'une puissance de 5 kW, qui sert à l'éclairage externe de l'exploitation, et de capteurs solaires qui sont situés sur l'un des bâtiments sociaux de

²⁵⁷ http://zdgrodziec.icieszyn.pl/energia_odnawialna.html.

²⁵⁸ Węglarzy, Karol. *Kronika dorobku Zakładu doświadczalnego im. Prof. Mieczysława Czai Instytutu zootechniki Państwowego Instytutu badawczego w Grodźcu Śląskim 1994-2014* [Chronique des réalisations de l'Etablissement expérimental Prof. Mieczysław Czai de l'Institut zootechnique de l'Institut national de recherche de Grodziec Śląski 1994-2014], Bielsko-Biała : Drukarnia Wydawnictwa Prasa Beskidzka, avril 2015, p.420.

²⁵⁹ Document fourni par l'Etablissement expérimental de Grodziec Śląski.

²⁶⁰ Węglarzy, Karol. *Kronika dorobku Zakładu doświadczalnego im. Prof. Mieczysława Czai Instytutu zootechniki Państwowego Instytutu badawczego w Grodźcu Śląskim 1994-2014* [Chronique des réalisations de l'Etablissement expérimental Prof. Mieczysław Czai de l'Institut zootechnique de l'Institut national de recherche de Grodziec Śląski 1994-2014], Bielsko-Biała : Drukarnia Wydawnictwa Prasa Beskidzka, avril 2015, p.421.

l'exploitation et servent à la production d'eau chaude. Le centre dispose aussi d'un échangeur de chaleur qui sert à obtenir de la chaleur à partir de la réfrigération du lait²⁶¹.

Le Centre des énergies renouvelables de Kostkowice et l'Etablissement expérimental de Grodziec Śląski sont l'exemple d'initiatives innovantes prises en matière de recherche et de production d'ENR dans le domaine agricole, dans une région pourtant majoritairement industrielle.

Conclusion

En matière énergétique, la Silésie occupe une place particulière en Pologne, puisqu'elle est la région historique de production du charbon, principal composant du mix énergétique national (52% avec le lignite) et de la production d'électricité (84%). La Silésie est également la première ou la seconde région (selon les années) en termes de production d'électricité. Elle est donc une région stratégique pour le pays, puisqu'elle assure le rôle de garante de la sécurité énergétique nationale. L'Etat polonais n'a pas et n'a jamais eu l'intention de renoncer au charbon ou même d'en réduire l'importance dans le mix énergétique, compte-tenu que cela renforcerait sa dépendance au gaz russe. Au contraire, l'objectif des gouvernements polonais est de maintenir voire de renforcer la production de charbon tout en cherchant à produire un charbon « propre », qui permettrait de réduire les émissions de CO₂ et donc de remplir les exigences européennes et internationales sans pour autant totalement « décarboner » le pays. Dans ce contexte, l'Etat continue de soutenir les grandes compagnies de charbon, qui se trouvent principalement en Silésie, notamment lorsqu'elles se retrouvent dans une situation financière délicate. Il ambitionnait dernièrement de créer une nouvelle compagnie de charbon aux environs de Rybnik, en Silésie.

Au niveau des autorités silésiennes, on retrouve deux mouvements contradictoires : le Maréchal de la voïvodie a lancé en novembre 2015 un programme de développement interne, « Silésie 3.0. », réponse régionale au programme de protection de l'industrie du charbon, élaboré pour la Silésie par l'Etat quelques mois auparavant. Le programme « Silésie 3.0. » témoigne d'une reprise en main du développement régional par la région. Il met en avant la volonté de ne plus reposer uniquement sur le charbon, mais de favoriser les énergies vertes et l'innovation dans ce domaine notamment. La Silésie est d'ailleurs reconnue pour être une région favorisant l'innovation, notamment en matière énergétique, comme en témoignent sa dernière stratégie en la matière et le nombre important d'entités de R&D et de firmes innovantes présentes sur son territoire.

En même temps, le discours entendu à l'Office du Maréchal est clairement pro-charbon et souligne même l'impossibilité pour la région de reposer sur d'autres sources d'énergie, comme les énergies renouvelables, compte-tenu du potentiel limité de la Silésie en la matière. Une autre contradiction peut être relevée au niveau des autorités régionales : d'un côté, les ENR occupent une place désormais majoritaire dans le programme opérationnel régional 2014-2020, soutenu par le FEDER, avec des possibilités financières décuplées et l'objectif de dépasser en 2023 les 17% dans la production d'électricité régionale, contre 7% en 2012. Le potentiel de développement des ENR est également renforcé par les investissements territoriaux intégrés et régionaux que la Silésie a mis en place sur l'ensemble de son territoire, et qui vont permettre de développer des projets encore plus territorialisés, à l'échelle des quatre sous-régions.

D'un autre côté, le développement des ENR (lequel a été initié en Pologne sous l'influence de l'UE exclusivement) est perçu par les autorités régionales elles-mêmes comme un complément – et non une alternative – à la ressource traditionnelle qu'est le charbon, et qui est plus largement accessible pour tous, que ce soit physiquement ou en termes de coût. Les ENR sont loin d'être une priorité pour la région, notamment par rapport à l'objectif de réduction de la pollution aux particules fines ou aux actions de thermo-modernisation des bâtiments. D'autres barrières, plus

²⁶¹ http://zdgrodziec.icieszyn.pl/energia_odnawialna.html.

générales, pourraient entraver le développement des ENR dans la région comme ailleurs : la récente loi sur les énergies renouvelables, jugée décourageante pour les investisseurs ; la bureaucratie entourant le recours à la biomasse dans les entreprises énergétiques ; et enfin, le coût encore élevé des installations ENR pour les communes et les citoyens, en dépit de nombreux programmes de soutien basés sur des fonds nationaux et/ou européens.

Dans ce contexte à la fois favorable et défavorable aux ENR, et si la Silésie est loin d'avoir un grand potentiel naturel pour développer ce type d'énergie, on y trouve plusieurs initiatives qui font de la Silésie une région plus en avance sur le sujet des ENR que la plupart des autres régions du pays. Ces initiatives favorisent la production et/ou la recherche dans le domaine ENR et touchent, qui plus est, des institutions diverses : on les retrouve au niveau d'une université (le Centre de l'énergie décentralisée de l'Université polytechnique de Silésie, à Gliwice), d'une collectivité (la commune de Gierałtowice), d'un parc industriel (le parc Euro-Centrum), ou encore d'un établissement expérimental agricole (l'Etablissement expérimental de l'Institut zootechnique Grodziec Śląski). Ces initiatives prouvent qu'une capacité infrarégionale existe pour développer les énergies renouvelables (en particulier les micro-installations), voire aller dans le sens de l'autonomisation, et qu'elle peut conduire à des projets aboutis, pourvu qu'elle soit soutenue par les

Stratégie bas carbone écossaise : l'exemple de la ville d'Aberdeen

Rachel Guyet

Synthèse

A l'instar de l'Ecosse, le modèle énergétique de la ville d'Aberdeen se caractérise par un paradoxe : comment transformer une économie reposant essentiellement sur le gaz et le pétrole en un modèle de développement bas carbone ? Sans renier la manne financière que représente encore à court terme les énergies fossiles, l'Ecosse poursuit également une stratégie de déploiement d'énergie bas carbone dans le secteur de l'électricité et de la chaleur. Elle a même défini des objectifs renouvelables ambitieux visant à atteindre 100% de la demande d'électricité et 11% de la demande de chaleur d'ici 2050. Si l'Ecosse est en bonne voie pour réaliser son ambition dans le secteur électrique, il n'en va pas de même dans le secteur du chauffage pour lequel les incitations et régulations ont été mises en place tardivement.

Bien que le gouvernement écossais dispose de marges de manœuvre limitées en matière énergétique, il a cependant su profiter des pouvoirs que lui a conférés la dévolution pour se démarquer du gouvernement britannique par une politique de développement d'énergies renouvelables volontariste. Elle se caractérise par un ajustement des règles d'urbanisme et d'aménagement du territoire favorables aux EnR, par un cadre juridique contraignant pour les autorités locales et par la mobilisation de financement pour soutenir le déploiement des énergies renouvelables, la filière énergétique écossaise et l'innovation.

La ville d'Aberdeen s'est saisie des « fenêtres d'opportunité » ainsi ouvertes par la transition énergétique et la politique écossaise pour tenter de transformer la trajectoire économique de la ville - dont la croissance repose essentiellement sur la filière gazière et pétrolière - en un modèle de développement fondé sur les énergies durables. Elle a été la première collectivité locale écossaise à faire installer des panneaux solaires sur les bâtiments publics. La production électrique renouvelable ne sert toutefois pas une forme d'autonomie énergétique locale mais vise à réduire les factures d'énergie de la puissance publique locale et le niveau des émissions de carbone. En effet, outre l'objectif de diversification énergétique, la mairie a des obligations climatiques qui l'incite à déployer des énergies bas carbone dans le secteur de la production de chaleur par le biais de la cogénération et dans le secteur des transports grâce à un démonstrateur sur l'hydrogène. Si le premier projet est également motivé par des objectifs sociaux liés à la politique de lutte contre la précarité énergétique, le second quant à lui illustre la volonté politique de la mairie de s'engager en faveur du soutien à l'innovation dans le secteur énergétique.

Le développement d'un centre européen pour l'éolien offshore en est un autre exemple. Jusqu'à présent ces projets étaient abordés « en silo » par l'un ou l'autre des acteurs locaux. Depuis que la ville d'Aberdeen a signé la Convention des maires en 2008, elle s'est engagée dans un effort de coordination des projets visant la réduction des émissions de carbone et de construction d'un cadre d'action collectif et pérenne favorable au déploiement des énergies bas carbone. La mobilisation sur le long terme de l'ensemble des parties prenantes, publiques, privées, académiques, associatives et citoyennes représente à la fois la clé et l'enjeu de la stratégie bas carbone de la ville.

Si à l'instar d'Aberdeen les collectivités locales et les citoyens écossais et britanniques s'approprient peu à peu la problématique des énergies renouvelables, il n'en demeure pas moins que les initiatives décentralisées et/ou citoyennes ne modifient en rien l'équilibre du marché de l'électricité caractérisé par la centralisation et la domination de quelques grands énergéticiens.

Introduction

Les autorités locales britanniques ne sont plus impliquées dans le secteur énergétique depuis que ce rôle leur a été retiré au milieu du 20^{ème} siècle par le processus de nationalisation des actifs. En revanche leurs responsabilités en termes de transport, de gestion des déchets, d'urbanisme, du développement économique et de logement en font des parties prenantes implicites de ce secteur. Depuis le début des années 2000, la politique climatique et bas carbone introduite par les gouvernements britannique et écossais, l'ouverture des marchés de l'énergie ainsi que les mécanismes de soutien financier aux énergies vertes (électricité et chaleur) encouragent en outre les collectivités et les communautés locales à s'emparer des questions énergétiques (Bale et al. 2012). Elles peuvent ainsi redevenir actrices du secteur énergétique grâce à leurs investissements dans les installations d'énergies renouvelables et contribuer aux objectifs renouvelables nationaux. Mais le déploiement des EnR répond également à des enjeux locaux de développement économique, climatique et social en s'appuyant sur la valorisation des ressources locales. La question se pose alors de savoir comment s'articulent les régulations des différents niveaux de décision, européen, national, régional et local, pour promouvoir le retour des autorités locales dans le secteur énergétique et dans le contexte écossais.

A l'instar, d'autres villes écossaises, Aberdeen est contrainte à l'action par les engagements climatiques écossais. Mais la motivation essentielle de la ville tient à sa situation particulière de dépendance économique à l'égard de la filière gazière et pétrolière. Consciente des risques économiques que font peser la volatilité des prix du pétrole et l'épuisement graduel des ressources en mer du Nord, la ville d'Aberdeen a choisi de déployer une stratégie visant à sortir du modèle fossile. Il s'agit d'assurer une diversification des activités et des compétences de la filière énergétique locale vers les énergies renouvelables afin de valoriser les compétences locales et d'assurer les recettes financières de la ville. Ces revenus sont à leur tour investis dans les politiques de réduction des émissions de carbone des logements, du transport et dans la lutte contre la précarité énergétique. Si le cercle est vertueux, cette approche n'est pas exempte de paradoxes. La ville s'engage, en effet, dans une transition énergétique bas carbone à long terme tout en veillant à préserver la manne financière générée par le gaz et le pétrole à court terme. En outre, si Aberdeen cherche à développer une transition bas carbone qui repose sur la lutte contre les émissions de carbone et le déploiement des renouvelables, il ne s'agit pas pour la ville de devenir fournisseur d'électricité. Les énergies renouvelables sont avant tout considérées comme des sources de revenus, de compétitivité et d'emplois. Quant à la chaleur bas carbone elle représente un moyen de réduire les émissions de carbone et de traiter les questions de précarité énergétique. Réaliser une trajectoire bas carbone dans une ville dominée par l'énergie fossile nécessite de rapprocher acteurs privés et publics afin de mettre en place une stratégie partagée et transversale. C'est l'enjeu auquel est confrontée Aberdeen.

L'objectif de ce travail²⁶² vise à rendre compte des régulations européennes et britanniques qui influencent la montée en puissance des autorités régionales et locales dans le secteur énergétique (I). Il développe dans un second temps la politique écossaise et la manière dont elle soutient ou freine l'action du niveau subrégional (II). Dans une troisième partie ce rapport montre les moyens mis en place par la ville pour enclencher une transition bas carbone à des fins de développement économique et social susceptible de mobiliser les acteurs locaux (III). Enfin nous concluons sur les difficultés auxquelles la ville est confrontée pour concrétiser sa stratégie bas carbone (IV).

²⁶² Ce document repose sur une vingtaine d'entretiens conduits auprès d'acteurs locaux de la ville d'Aberdeen en juin 2015, essentiellement auprès des services de la mairie, des entreprises, de partenaires institutionnels et de chercheurs. Nous les remercions tous d'avoir accepté de se prêter au jeu de nos questions. Le contenu de ce document relève de la seule interprétation de son auteur.

Décentralisation et régulations européennes et centrales

Le rôle de l'Union Européenne

L'UE représente un acteur important dans le développement de la politique climatique et renouvelable britannique et écossaise. Si elle est souvent perçue comme une source de contraintes par le gouvernement britannique, elle est utilisée par l'Ecosse pour se distinguer de la position britannique. Elle représente également une source de financement essentielle pour la réalisation des projets à l'échelle régionale et locale. Pourtant les obligations qu'elle impose peuvent avoir des effets négatifs sur les projets des acteurs locaux.

L'UE comme incitation à l'action

L'Union Européenne a joué un rôle clé pour obliger le gouvernement britannique à transposer le 3^{ème} Paquet Energie Climat. A la suite de la directive européenne 2009/28/CE du 23 avril 2009, le Royaume-Uni a adopté un objectif d'EnR fixé à 15% d'énergie renouvelable de la consommation finale d'énergie d'ici à 2020 et à 30% de la production d'électricité. Les britanniques visent également à réduire de 80% les émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2050 par rapport au niveau de 1990, et de 34% d'ici 2020. De son côté, l'Ecosse utilise les obligations européennes pour promouvoir une politique climatique et renouvelable ambitieuse et se montrer « plus européenne » que le gouvernement central. Le gouvernement écossais a ainsi fixé des objectifs de réduction des émissions de CO₂ à 80% du niveau de 1990 d'ici à 2050 et à 42% d'ici à 2016. Il a par ailleurs établi des objectifs de déploiement des énergies renouvelables très ambitieux puisqu'il s'agit d'assurer d'ici 2015 50% de la demande brute annuelle d'électricité grâce aux renouvelables et 100% d'ici 2020. A l'horizon 2020 11% de la production de chaleur doit également être issue des renouvelables.

L'UE comme levier

L'Ecosse souhaiterait pouvoir négocier directement avec la Commission Européenne. Mais en tant que région britannique elle doit collaborer avec le Royaume Uni pour que le gouvernement britannique négocie en son nom. Cette relation directe représente l'un des arguments sous-tendant la rhétorique indépendantiste écossaise. L'Ecosse a donc dû faire confiance au gouvernement britannique lorsque le gouvernement écossais a demandé une dérogation auprès de l'UE pour éviter que le financement supplémentaire qu'il accordait aux énergies marines ne soit considéré comme une aide d'Etat par la Commission.

L'Ecosse et ses autorités locales ont également su s'inscrire dans des réseaux européens qui leur permettent de représenter les intérêts écossais et de faire du lobbying, distinct du Royaume Uni, auprès des instances européennes de décision. Les députés européens d'origine écossaise représentent ainsi un relais important pour faire entendre les intérêts écossais.

L'inscription de nombreuses collectivités locales écossaises, dont la ville d'Aberdeen, dans les réseaux européens (Convention des maires, INTERREG etc.) permet par ailleurs une observation d'autres situations nationales et locales et le repérage des bonnes pratiques en termes environnemental, économique et énergétique. Les réseaux européens deviennent alors les moteurs de l'innovation locale.

Les fonds Européens constituent également une source de financement essentiel pour les projets d'énergies renouvelables développés en Ecosse et notamment pour ceux conçus par la ville d'Aberdeen. D'ailleurs, la ville dispose d'une équipe chargée de la veille sur les fonds européens

qui stimule l'émergence de projets. C'est le cas, comme nous le verrons, du projet Hydrogène pour les bus et éolien offshore.

L'UE comme frein

Toutefois l'UE impose également des contraintes qui pèsent sur l'activité des acteurs locaux²⁶³. Le choix de l'UE d'appliquer les règles des appels d'offres concurrentiels aux mécanismes de soutien aux énergies renouvelables dès 1MW soulève des interrogations. Les interlocuteurs rencontrés reconnaissent que cette orientation va freiner l'émergence de projets énergétiques renouvelables émanant des communautés locales, de la mairie et des bailleurs sociaux. De telles initiatives risquent de ne pas disposer des compétences suffisantes pour se confronter aux conditions du marché. Les projets indépendants resteront de petite taille et chercheront à bénéficier d'autres soutiens financiers, tels que les tarifs d'achat, dont les niveaux de financement ne cessent toutefois de diminuer. Cette nouvelle configuration risque au contraire de renforcer le rôle des grands énergéticiens dans le secteur renouvelable qui ont l'expertise et les moyens financiers pour faire face à ces situations concurrentielles.

En outre une directive européenne de 2004 impose l'installation d'un compteur individuel de chauffage dans toute nouvelle construction d'immeuble collectif. Pour le bâti existant, si la rénovation d'un bâtiment est supérieure à 25% de la valeur du bien, un compteur individuel doit être installé. En-deçà, un compteur collectif est suffisant. Cette contrainte va peser sur l'activité de l'entreprise de chauffage urbain Aberdeen Heat and Power (AH&P) créée par la mairie en 2002 (voir plus bas). En effet, la politique tarifaire de l'entreprise consiste actuellement en un tarif forfaitaire unique indépendant du niveau de consommation que l'entreprise ne pourra plus appliquer avec les compteurs individuels. En outre le respect de la directive européenne implique des coûts considérables qui vont influencer les tarifs à la hausse. L'obligation européenne va contraindre l'entreprise à réviser son modèle tarifaire, et, selon le directeur de Aberdeen Heat and Power, « *risque de remettre en cause nos objectifs sociaux de lutte contre la précarité énergétique* ».

Décentralisation et secteur énergétique

Décentralisation politique : les tensions entre le niveau central, régional et local

Le système institutionnel britannique repose sur un gouvernement central fort. Il est incarné par le Parlement de Westminster et le gouvernement de Londres, qui concentrent pouvoir politique et législatif. Dans ce contexte, le centre prime sur les régions, soumises au contrôle et aux interférences du niveau central (Cole 2007, Paun et al 2009). Si une tradition de pouvoir local existe au Royaume Uni, elle est cependant limitée par le pouvoir discrétionnaire du gouvernement national qui, en l'absence de constitution ne permettant pas de délimiter clairement les pouvoirs et fonctions décentralisés, peut redéfinir les prérogatives des autorités locales selon son bon vouloir (Cole 2007). Les frontières et les compétences des entités administratives infranationales ont été régulièrement revisitées et affaiblies depuis le 19^{ème} siècle. L'arrivée au pouvoir de Margaret Thatcher a mis fin aux tentatives antérieures de localisme. Son manque de confiance dans les élites locales l'a conduite à re-centraliser le pouvoir à Londres. Selon Faucher-King et Le Galès, « le Royaume Uni, jadis pays du gouvernement local stable, bureaucratisé et peu politisé, est devenu pendant la période Thatcher le pays le plus centralisé d'Europe. Les multiples expérimentations ont déstabilisé et affaibli les institutions locales » (Faucher-King, Le Galès, 2010 : 98). Certes, à la fin des années quatre vingt dix, Tony Blair a mis en place un processus de dévolution en Ecosse, au Pays de Galles et en Irlande du Nord qui leur confère des pouvoirs dans certains secteurs. Pourtant le contenu de cette dévolution varie d'une nation à l'autre et dépend des capacités de

²⁶³ Voir la note sur l'Union Européenne dans ce rapport.

négociation des acteurs et des revendications identitaires dans chacune des quatre zones. L'Angleterre n'a pas été affectée par ce processus malgré l'insistance des régions du Nord de l'Angleterre (Schnapper 2015).

Depuis la dévolution, le gouvernement écossais s'est petit à petit approprié des marges de manœuvre dans certains secteurs dont celui de l'énergie renouvelable et de l'aménagement du territoire. L'Écosse est constituée de 32 entités administratives territoriales²⁶⁴ dont l'autonomie est toutefois limitée par le gouvernement écossais qui ne cesse d'imposer des objectifs, des lignes directrices, des audits, des régulations et des demandes de reporting. Mais ces orientations ont eu le mérite de pousser les autorités locales à l'action dans les domaines considérés comme prioritaires par l'exécutif (McGarvey 2012). L'autonomie locale est d'autant plus restreinte qu'en matière d'urbanisme et d'aménagement du territoire, le gouvernement écossais s'est arrogé le pouvoir de contrecarrer les politiques locales. Dès lors que les autorités locales prennent des décisions qui vont à l'encontre des objectifs renouvelables et climatiques du gouvernement, ce dernier peut décider de revenir sur le choix de l'assemblée locale d'élus comme la loi *Scottish Climate Change Act* de 2009 l'y autorise. Si le gouvernement écossais s'appuie sur l'argument d'efficacité de sa politique pour justifier ses interventions, les autorités locales revendiquent le respect de la démocratie locale pour le contrer. L'octroi des permis de construire pour les éoliennes fait souvent les frais de ces tensions (voir plus bas). La transition bas carbone reflète ainsi la complexité des relations entre centre et périphérie que la territorialisation des énergies renouvelables n'a pas amélioré. Au contraire, les ENR sont devenus la source de nouveaux conflits entre gouvernement régional et autorités locales.

Décentralisation de l'énergie et recomposition sectorielle ?

A la fin du 19^{ème} siècle, les autorités locales représentaient un niveau important dans la gouvernance de l'énergie puisque beaucoup d'entre elles détenaient leur propre entreprise municipale d'énergie. Puis, après la 2^{ème} guerre mondiale (1947-48) l'énergie a été nationalisée et est tombée dans l'escarcelle du gouvernement, pour finalement être privatisée dans les années 80 sous le gouvernement conservateur puis libéralisée peu après. La privatisation et la libéralisation ont modifié les rapports de force au profit de quelques grandes entreprises privées, connues, depuis, sous le nom de *Big Six* (Hannon, Bolton, 2015). Cette concentration de pouvoir aux mains de quelques grands acteurs privés, sous la surveillance du gouvernement (par le biais du régulateur), a conduit à établir un système centralisé de l'énergie dépendant des énergies fossiles. Mais finalement le contexte d'ouverture du marché de l'énergie à la concurrence, accompagné du développement des énergies renouvelables, a permis l'arrivée de nouveaux entrants sur le marché et une diversification des technologies (Hannon, Bolton 2015). Si initialement ce nouveau modèle a reposé essentiellement sur le secteur privé, l'introduction des tarifs d'achat pour les petites installations de production en 2010 a encouragé une diversification des producteurs, qu'il s'agisse des autorités locales, des bailleurs sociaux, des individus ou des initiatives communautaires. Ce cadre réglementaire soutient une forme de démocratisation de la structure de propriété des capacités de production (Reynolds septembre 2015). Pour autant peut-on conclure à une recomposition sectorielle autour de ces nouveaux acteurs ?

Comme nous le verrons plus bas, Aberdeen expérimente une nouvelle forme d'entreprise, celle de l'entreprise de services énergétiques (ESCO) dans le secteur du chauffage urbain, grâce à la création de Aberdeen Heat and Power (AH&P). Il s'agit d'une forme d'entreprise qui n'est pas récente puisque la première ESCO est constituée en 1966 mais elle s'adresse alors uniquement aux consommateurs industriels. Les ESCO se développent plus tard dans le cadre des marchés libéralisés. Elles diffèrent du modèle des grandes « *utilities* » dans la mesure où leurs revenus ne dépendent pas du niveau de consommation des clients. En effet, elles s'engagent à fournir

²⁶⁴ Ces entités locales ont été créées en 1996 avant la dévolution.

l'énergie utile aux consommateurs grâce à des contrats d'approvisionnement à long terme (tel que pour l'eau chaude, l'électricité) qui sont facturés à l'unité ou au forfait. Elles peuvent également fournir des services énergétiques finaux (tel que l'éclairage ou le chauffage) grâce à des contrats de performance énergétique à long terme qui les obligent à atteindre un certain niveau de qualité d'éclairage, de chauffage ou d'humidité par exemple. Elles s'appuient essentiellement sur un système de production énergétique bas carbone décentralisé (tel que la micro-génération ou la cogénération). Une partie de leur revenu provient des économies d'énergie et de carbone ainsi produites et des mécanismes de soutien financiers liés à la production d'énergie bas carbone (comme les tarifs d'achat ou les incitations renouvelables pour le chauffage ou encore les programmes d'économie d'énergie). Les consommateurs paient également les services fournis mais le revenu de l'entreprise est essentiellement découplé de la consommation. Les ESCO représentent un changement de modèle comparé aux grandes entreprises énergétiques traditionnelles. Le modèle des ESCO est plus flexible dans la mesure où les contrats proposés sont « sur mesure » et que leur activité est encore peu régulée. Toutefois si la faiblesse de la régulation produit peu de contraintes, elle ne crée pas non plus d'incitations pour encourager l'évolution ou l'extension du modèle (Hannon et al. 2013 ; Hawkey, Webb 2014 ; Webb 2015). Des projets pilotes, comme celui d'Aberdeen Heat and Power créé en 2002, montrent la faisabilité de ces initiatives mais le cadre réglementaire et financier fait défaut pour qu'elles prennent de l'ampleur et se pérennisent. Certains grands énergéticiens commencent pourtant à adopter ces modèles. C'est le cas par exemple de Cofely GDF Suez dans le secteur du chauffage urbain qui envisage la mise en place de contrats proches du type ESCO. Cependant cette activité reste marginale par rapport à leurs activités traditionnelles.

Une autre étape importante de la décentralisation de l'énergie consiste à transformer l'acteur public local en producteur d'énergies renouvelables. Aberdeen est la première autorité locale écossaise à installer des panneaux solaires pour profiter des mécanismes financiers introduits²⁶⁵. L'énergie renouvelable devient source de nouveaux revenus dans un contexte budgétaire tendu. Cette stratégie de la ville est rendue possible par la loi sur le gouvernement local de 2010. Cette dernière annule une clause figurant dans la version de 1976 de la même loi qui interdisait aux autorités locales de vendre le surplus d'électricité renouvelable produite au réseau (*National Grid*) en dehors de celle produite par les centrales de cogénération. Ce changement leur permet de pouvoir bénéficier des dispositifs financiers pour les installations EnR de petite et grande taille. En outre, un mécanisme financier de soutien à la chaleur renouvelable (*Renewable Heat Incentive*) lancé à partir de 2011 leur permet également de se lancer dans la production et la fourniture de chaleur (Bale et al. 2012). Au niveau réglementaire, l'étape suivante consiste à autoriser les autorités locales à vendre l'électricité produite directement aux consommateurs. Le régulateur (Ofgem) a introduit des formes de licences spécifiques (*licence lite*) qui permettent aux autorités locales de créer une entité dédiée ou de s'associer à une structure qui bénéficie d'une telle licence. Londres est pionnière. Aberdeen y réfléchit. D'autres autorités locales comme Nottingham ont opté pour la création de leur propre entreprise d'approvisionnement énergétique sous licence classique.

Pour autant ces modèles décentralisés de l'énergie, qu'il s'agisse des ESCO ou du changement de statut des autorités locales en tant que fournisseurs, sont cantonnés à une « niche » sur le marché de l'énergie. Ils semblent peu à même de bousculer le modèle actuel dominant. Si la décentralisation de l'énergie verte et les objectifs de réduction de carbone sont porteurs d'expérimentations, ces dernières restent à la marge et ne remettent pas en cause le paradigme de la centralisation de l'énergie. Néanmoins les ESCOs et les groupes d'énergie communautaires s'organisent pour faire du lobby auprès des instances gouvernementales et faire évoluer les

²⁶⁵ Il n'existe pas de projet d'éoliennes terrestres dans la mesure où les turbines sont difficiles à implanter en ville : les conditions venteuses ne sont pas favorables et l'acceptabilité d'éoliennes en ville pose problème. Mais la ville dispose de 900 panneaux solaires installés sur les bâtiments publics.

régulations en leur faveur. Leur influence sur les cadres institutionnels, réglementaires et financiers reste toutefois limitée. Il ne s'agit donc pas d'une recombinaison sectorielle mais d'une évolution à la marge du modèle dominant, les différents « *business models* » étant amenés à cohabiter (Hannon et al. 2013).

La politique énergétique renouvelable en Ecosse

Dans un contexte institutionnel centralisé, le gouvernement écossais dispose de peu de marge de manœuvre en matière énergétique. En effet, la définition de la politique énergétique reste du domaine réservé à Westminster. Toutefois la politique de dévolution lancée par Tony Blair en 1999 a permis à l'Ecosse de développer des compétences en matière d'aménagement du territoire et d'énergies renouvelables. Après négociation avec Londres, l'exécutif écossais a obtenu des concessions pour orienter les mécanismes financiers vers la valorisation de ses ressources éoliennes et marines. Pourtant la stratégie écossaise doit respecter les contraintes budgétaires imposées par le Royaume Uni²⁶⁶ et appliquer les mécanismes financiers de soutien aux énergies propres décidés à Londres (obligations renouvelables, tarifs d'achat, contrat pour la différence, programmes d'économie d'énergie etc.). Or ces derniers sont en évolution constante et les décisions prises ne sont pas toujours à l'avantage de l'Ecosse (voir plus bas).

Paradoxes et tensions de la politique écossaise

Les objectifs et paradoxes écossais

Deux documents structurants et programmatiques définissent la stratégie du gouvernement écossais.

En 2009 le parlement écossais a voté la loi sur le changement climatique qui fixe des objectifs de réduction des émissions de CO₂ à 80% du niveau de 1990 d'ici à 2050 et de 42% d'ici à 2016. Cette loi oblige les autorités locales à y contribuer activement.

En 2011, le gouvernement écossais a fixé une feuille de route ambitieuse pour le déploiement des énergies renouvelables et du potentiel industriel écossais. Il s'agit d'assurer d'ici 2015 50% de la demande brute annuelle d'électricité grâce aux renouvelables et 100% d'ici 2020. A l'horizon 2020 11% de la production de chaleur doit également être issue des renouvelables. Le gouvernement écossais a adopté une stratégie qui vise à connecter 40 000 logements au chauffage urbain d'ici 2020, soit la production de 1,5TWh alors qu'actuellement cette forme de production de chaleur ne représente que 0,3TWh.

Ces objectifs ambitieux ne sont toutefois pas exempts de paradoxes. En effet, face à la chute du cours du pétrole, les gouvernements britanniques et écossais continuent de soutenir l'industrie gazière et pétrolière. Exemptions fiscales et autres aides de secours ont été décidées. Dans la rhétorique de l'indépendance écossaise, la sécurité énergétique représente un enjeu clé. Celle-ci se fonde autant sur le maintien des activités émettrices de carbone que sur le déploiement des énergies propres. Tout autant que le pétrole et le gaz, la transition vers une économie bas carbone est également perçue comme un moyen de réindustrialiser l'Ecosse et d'assurer la sécurité énergétique (McEwen et al. 2014).

La dépendance aux mécanismes financiers britanniques

Pour atteindre ses objectifs, le gouvernement écossais s'appuie sur les mécanismes financiers établis par le gouvernement britannique. Deux dispositifs sont cruciaux pour la politique renouvelable écossaise : les tarifs d'achats qui s'appliquent aux installations renouvelables inférieures à 5MW et les Obligations Renouvelables (*Renewables Obligations* – RO). Introduites

²⁶⁶ 90% du budget écossais dépend d'un transfert direct du Trésor Britannique (McEwen et al. 2014)

en 2002, ces dernières reposent sur le versement d'un financement automatique au fournisseur d'énergie verte éligible. Or, depuis la réélection des Tories au printemps 2015, le gouvernement Cameron envisage d'arrêter l'instrument de financement *Renewables Obligations*²⁶⁷ un an avant la date de clôture prévue. Il estime que le déploiement rapide de l'éolien a excédé les budgets dédiés et doit donc être freiné. Le gouvernement écossais fait pression sur le gouvernement britannique pour clarifier ces conditions de financement qui ne le satisfont pas. En outre, l'absence d'objectifs renouvelables britanniques après 2020 représente une autre incertitude importante. Aucun budget n'est prévu au-delà de cette date, ce qui rend les investissements dans la filière renouvelable très incertains.

Les compétences écossaises

Pour contrer les incertitudes provoquées par le manque de stabilité à long terme de la politique renouvelable britannique et permettre la concrétisation de ses objectifs, le gouvernement écossais a introduit des incitations à l'investissement. Ces incitations visent à rassurer les investisseurs, à inciter les autorités locales à se saisir des objectifs renouvelables et à contribuer à la sécurité énergétique écossaise. Citons-en quelques unes à titre d'exemple.

L'aménagement du territoire

Le gouvernement écossais a décidé de modifier le système de délivrance des permis de construire en faveur des installations renouvelables, en particulier éoliennes. Il a dû trouver un compromis avec les conservateurs qui, eux, réclamaient un durcissement des conditions de construction des parcs éoliens. Pour satisfaire ces derniers, le parlement écossais a voté l'extension des zones protégées et l'augmentation de la distance éolienne-habitation de 2 à 2,5km. Toutefois il a donné une large marge d'interprétation aux aménageurs locaux responsables de l'octroi des permis de construire pour les installations éoliennes inférieures à 50MW. La distance doit être évaluée à l'aune de la réalité locale. Mais, comme nous l'avons mentionné plus haut, il s'est également arrogé un droit d'interférence. En cas de refus d'un permis de construire par le niveau local, le gouvernement écossais peut être saisi par le développeur. Dans la majorité des cas, le gouvernement écossais prend le contrepied de la décision locale²⁶⁸, s'assurant ainsi de la mise en œuvre efficace de ses objectifs énergétiques.

Les réseaux de transport

L'Ecosse est totalement intégrée au système de transport électrique britannique géré par *National Grid*²⁶⁹ qui accorde l'autorisation de raccordement des installations renouvelables. Le réseau de distribution écossais est exploité par un seul opérateur régional, *Scottish and Southern Energy* (SSE). Or le grand nombre de turbines éoliennes sur le sol écossais tend à saturer les réseaux et à rendre les démarches administratives de demande de raccordement particulièrement coûteuses et longues. Pour faciliter le raccordement des éoliennes, le gouvernement écossais soutient

²⁶⁷ Le programme « *Renewables obligations* » (RO) doit être remplacé par les nouveaux Contrats pour la Différence (CfD) à partir de 2017 mais le gouvernement britannique envisage d'interrompre ce mécanisme en 2016. Les obligations renouvelables ont été introduites en 2002 et reposaient sur le versement d'un financement automatique au fournisseur d'énergie verte éligible. Les Contrats pour la Différence impliquent que les producteurs financés soient choisis en fonction des offres qu'ils feront et des montants alloués chaque année. Ils recevront un financement en fonction du prix du marché et du prix de référence proposé (*strike price*). Si le prix de référence est inférieur au prix du marché, les producteurs recevront une compensation. Si le prix du marché dépasse le prix de référence, les producteurs devront rembourser la différence. Ce nouveau système est censé permettre de faire des économies.

²⁶⁸ Une procédure d'appel peut être déposée auprès de la direction pour les appels du gouvernement écossais (*Directorate for Planning and Environmental Appeals – DPEA*). Un rapporteur public est nommé pour étudier les arguments de chaque partie prenante afin de trancher.

²⁶⁹ La propriété du réseau est répartie entre deux opérateurs de réseaux de transport : *Scottish Hydro Electricity Transmission PLC (SHE Transmission)* et *Scottish Power Transmission (SPT)* mais l'opérateur du réseau de transport britannique *National Grid* gère le réseau.

l'investissement dans les réseaux de transport. Il a ainsi négocié avec le régulateur britannique *Ofgem* afin de réviser la méthodologie d'établissement des frais de raccordement au réseau de transport et d'éviter de pénaliser les investissements en Ecosse dont une partie d'entre eux sont inférieurs aux autres régions britanniques²⁷⁰. Mais contrairement à l'Allemagne, la gestion centralisée des réseaux rend toute velléité locale d'appropriation des réseaux quasi impossible.

La chaleur renouvelable

L'Ecosse est en retard pour atteindre ses objectifs de chaleur renouvelable d'ici 2020. Pour stimuler l'investissement local dans les réseaux de chauffage urbain, le gouvernement régional a créé un programme de soutien financier – le fonds de chaleur verte ; en mars 2015 il a également lancé un programme aidant au financement des infrastructures bas carbone (*Low Carbon Infrastructure Transition Programme*) d'un montant de £76 millions sur 3 ans (103 millions d'euros), qui touche entre autres les réseaux de chauffage. Ce programme part du constat qu'en 2015 la part de la chaleur renouvelable ne représente encore que 3% de la demande de chaleur non électrique. Cette proportion a certes augmenté de 1% depuis 2009 mais est loin d'atteindre l'objectif de 11% fixé à 2020. La stratégie écossaise de chaleur renouvelable a trois principales orientations : réduire le besoin de chaleur, fournir de la chaleur de manière efficace et au moindre coût et déployer la production et la fourniture de chaleur renouvelable et bas carbone. La chaleur bas carbone inclut ainsi les centrales de cogénération au gaz.

En outre, l'exécutif écossais développe des programmes d'efficacité énergétique depuis de nombreuses années²⁷¹. Au printemps 2015 il vient d'y dédier un nouveau fonds de £103 millions (138,8 millions€) dont £65 millions (88 millions€) sont répartis entre les collectivités locales pour les aider à lutter contre la précarité énergétique²⁷². A ce titre, Aberdeen a reçu plus de £2 millions (2,7 millions€) qui doivent permettre à la ville de financer ses propres programmes de lutte contre la précarité énergétique²⁷³. Ces moyens financiers servent autant la politique de lutte contre la précarité énergétique que la politique climatique du gouvernement écossais. Ils s'appuient sur deux piliers : des mesures d'efficacité énergétique pour les logements et la fourniture de chaleur propre et moins chère. En 2015 le gouvernement écossais a fait de l'efficacité énergétique une priorité infrastructurelle nationale (*National Infrastructure Priority*) afin de renforcer le niveau des performances énergétiques des logements, de la production et de la fourniture de chaleur.

L'investissement citoyen

Une autre action du gouvernement consiste à soutenir l'investissement citoyen. Alors que la majorité des projets renouvelables reste aux mains des grandes entreprises énergétiques, le gouvernement écossais souhaite transformer la structure de propriété des installations renouvelables. Ce faisant, il vise à favoriser l'acceptabilité sociale²⁷⁴ de la population notamment en ce qui concerne l'éolien terrestre, au cœur de la politique énergétique écossaise. D'ici 2020, 500MW d'énergie renouvelable doivent être détenus par les communautés ou les acteurs locaux.

²⁷⁰ Tous les ans *National Grid* publie le système de calcul qui s'applique aux frais de raccordement : <http://www2.nationalgrid.com/uk/services/electricity-connections/new-connection/>

²⁷¹ A titre d'exemple, depuis 2009 l'Ecosse a consacré £500 millions (678,8 millions €) aux mesures d'efficacité énergétique et a permis d'améliorer 700 000 logements.

²⁷² Un ménage écossais sur quatre est touché par la précarité énergétique.

²⁷³ En septembre 2015, le gouvernement a lancé un nouveau dispositif de £224 millions (305,5 millions€) sur 7 ans pour aider les précaires énergétiques à installer des modes de chauffage abordables, isoler leur logement et construire des installations renouvelables (solaire et biomasse essentiellement). Ce programme est géré par la joint venture *Warmworks Scotland* qui regroupe trois organisations spécialisées dans la lutte contre la précarité énergétique, à savoir *Changeworks*, *the Energy Saving Trust* et *Everwarm*. Il était encore en discussion lorsque nous avons conduit les entretiens en juin.

²⁷⁴ Malgré les oppositions croissantes, selon un sondage réalisé pour le gouvernement (YouGov) conduit en mars 2015, la majorité des écossais, soit 79%, soutient la poursuite de la politique d'énergie verte du gouvernement

Le gouvernement y a dédié un fonds dans le cadre de sa stratégie d'énergie communautaire (*Community Energy Strategy Scotland - CARES*)²⁷⁵, relayée par les collectivités locales.

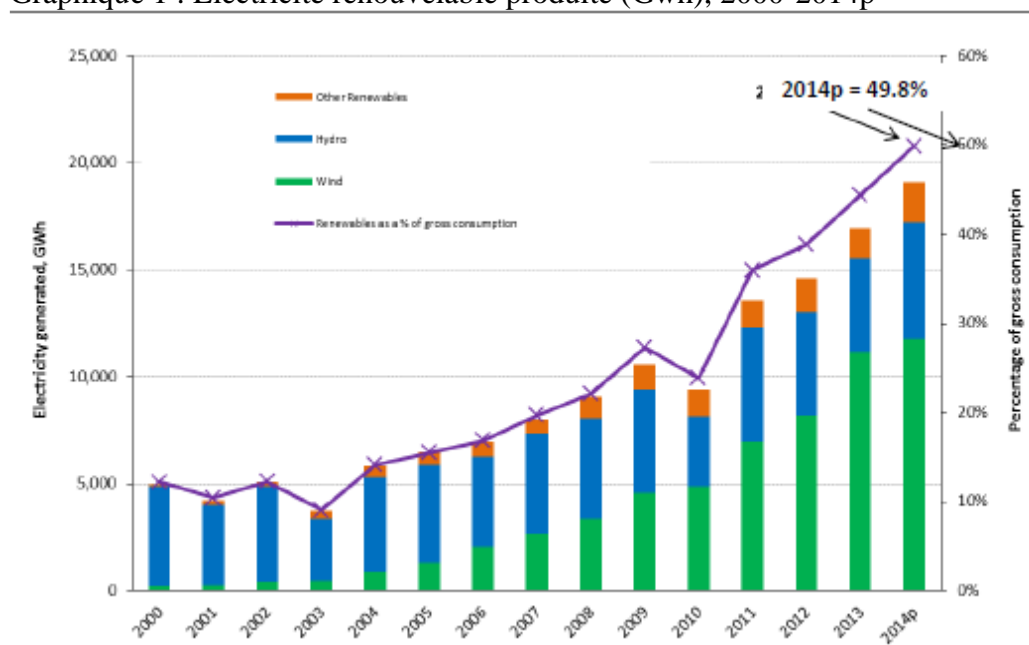
Soutien à la filière renouvelable

Malgré sa faible capacité budgétaire et fiscale le gouvernement écossais a donné la priorité aux dépenses renouvelables afin de stimuler le développement de la filière énergétique renouvelable. Il a ainsi introduit un plan d'infrastructures renouvelables nationales (*National Renewables Infrastructure Plan*) de £70 millions (95 millions€) géré par l'agence de développement et de l'innovation Scottish Enterprise. Il est destiné à des projets d'installation, de fabrication et de maintenance dans le secteur de l'éolien offshore et des énergies marines. Le gouvernement écossais a également adopté un budget de £60 million (près de 90 millions€) pour la recherche dans la technologie renouvelable ; un fonds d'investissement de £35 millions (45,5 millions€) pour soutenir le développement de prototypes de la prochaine génération d'éoliennes offshore et enfin un budget de £10 millions (13,6 millions€) investi dans un prix international de l'innovation, le prix Saltire, qui promeut le déploiement d'énergies marines en Ecosse. Les énergies renouvelables deviennent de plus en plus un moyen de réindustrialiser l'Ecosse, d'accroître sa compétitivité et de positionner la filière sur des marchés innovants.

Les résultats de la politique écossaise

L'ensemble de ces mesures a permis d'augmenter considérablement les capacités et la production renouvelables en Ecosse. En 2014, les sources renouvelables ont produit 49,8% de la consommation brute d'électricité écossaise (voir tableau ci-dessous). Ce niveau de production confirme que l'Ecosse est en très bonne voie pour atteindre son objectif intermédiaire fixé à 50% en 2015.

Graphique 1 : Electricité renouvelable produite (Gwh), 2000-2014p



The Scottish Government, 2015, *2020 Routemap for renewable energy in Scotland – update*, 17 septembre, p. 4

²⁷⁵ L'énergie communautaire ou locale est définie de la manière suivante : il s'agit de technologies qui produisent de la chaleur et/ou de l'électricité à partir de source de renouvelable dont les propriétaires de l'installation sont un groupe communautaire, ou une entreprise locale écossaise, un agriculteur ou un propriétaire foncier, une autorité locale, un bailleur social ou toute autre organisation du secteur public ou caritatif (Energy Saving Trust p. 5). Il peut s'agir d'installations détenues en totalité ou en partie par ces catégories de propriétaires. Dans ce cas, seul la partie détenue par ces groupes est prise en compte dans les statistiques. Une partie des projets sont partagés entre investisseurs locaux et développeurs ou investisseurs privés.

20,7GW de capacité renouvelable sont encore en projet en 2015. La majeure partie des projets concerne essentiellement l'éolien terrestre et offshore, comme le montre le tableau ci-dessous.

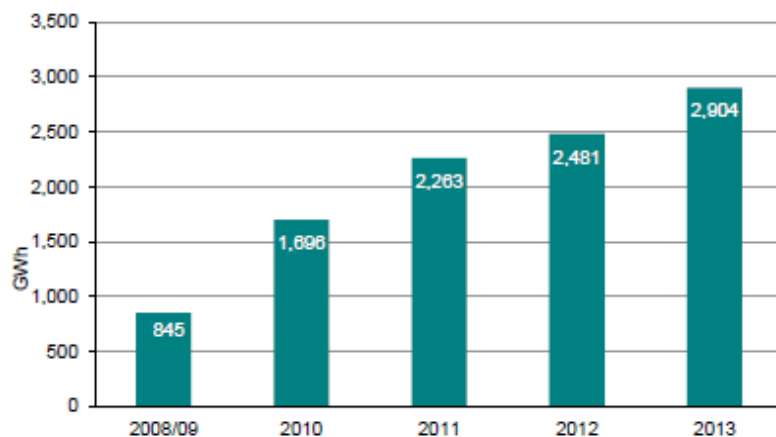
Tableau 1 : Projets renouvelables en cours en Ecosse, par technologie et statut, mars 2015

Technology	In Planning		Consented - Awaiting Construction		Consented - Under Construction	
	No. of Projects	Capacity (MW)	No. of Projects	Capacity (MW)	No. of Projects	Capacity (MW)
Biomass - Co-firing	0	0	0	0	0	0
Biomass - Dedicated	1	15	10	100	4	14
Geothermal	0	0	0	0	0	0
Hydro	7	18	28	56	7	13
Landfill Gas	0	0	0	0	0	0
Municipal and Industrial Waste	1	12	9	120	1	10
Solar	1	17	10	91	0	0
Sewage Gas	0	0	0	0	0	0
Tidal and Tidal Stream	2	38	3	93	1	6
Wave	0	0	1	50	0	0
Wind Offshore	0	0	9	4,164	0	0
Wind Onshore	126	4,304	114	3,533	20	621
TOTAL	138	4,404	184	8,205	33	663

The Scottish Government, 2015, *2020 Routemap for renewable energy in Scotland – update*, 17 septembre, p. 6

Dans le secteur de la chaleur renouvelable, malgré les incitations du gouvernement, le développement est lent. En 2012 la production de chaleur renouvelable représente 3,0% de la demande de chaleur non électrique²⁷⁶. La combustion primaire de biomasse et la cogénération au gaz sont les principales sources de chaleur considérées comme bas carbone. Il s'agit essentiellement d'installations dont la capacité est inférieure à 1MW. En 2013, la production de chaleur renouvelable connaît une hausse de 17% par rapport à 2012 et produit 2,9GWh mais reste néanmoins assez éloignée de l'objectif de 2020.

Graphique 2 : Production de chaleur renouvelable jusqu'en 2013



The Scottish Government, 2015, *2020 Routemap for renewable energy in Scotland – update*, 17 septembre, p. 7

Quant à la propriété des installations renouvelables, en septembre 2015, 508MW, sur les 7,4GW de capacité opérationnelle, sont détenus par les communautés, souvent sous forme de coopérative ou de « *trust* », ou par les autorités locales. Aberdeen a par exemple décidé d'installer 900 panneaux solaires sur les bâtiments publics de la ville dans le cadre du programme du gouvernement écossais « *rent a roof* » « louer un toit ». L'introduction des tarifs d'achat en avril 2010 a conduit de nombreuses entreprises à proposer à leurs clients l'installation gratuite de

²⁷⁶ Ce chiffre était de 1% en 2009 (The Scottish Government 2015)

panneaux solaires. L'entreprise d'une certaine façon « loue » des espaces sur les toits des clients et perçoit le revenu de la production injectée dans le réseau grâce aux tarifs d'achat. L'entreprise est propriétaire des panneaux. En retour de l'utilisation du toit, l'entreprise peut proposer au client d'offrir gratuitement l'électricité produite sur son toit ou de lui vendre à un coût réduit. Quelle que soit l'option, l'intérêt pour le client, dans ce cas, la mairie, est qu'il bénéficie de facture énergétique réduite grâce à l'électricité produite sur son toit. Cette réduction est évaluée à 20% de sa consommation annuelle, ce qui représente une économie précieuse pour les autorités locales qui ont subi d'importantes coupes budgétaires. La part des capacités opérationnelles détenue par les autorités locales ne cesse de croître et a augmenté de 57MW en un an.

Quant aux installations individuelles, elles ont connu une hausse de 41% par rapport à 2014 (Energy Saving Trust 2015). Cette augmentation est toutefois probablement moins liée à une hausse réelle des capacités qu'à une meilleure collecte d'informations. Malgré ces données encourageantes, le secteur renouvelable écossais reste dominé par les grands investisseurs. Néanmoins, les politiques incitatives mises en place par le gouvernement ont trouvé un écho favorable essentiellement parmi les agriculteurs et les collectivités locales. La propriété d'installations renouvelables par les groupes communautaires se développe également. A Aberdeen quelques projets citoyens se trouvent dans la phase d'étude de faisabilité mais aucun n'a abouti à ce jour.

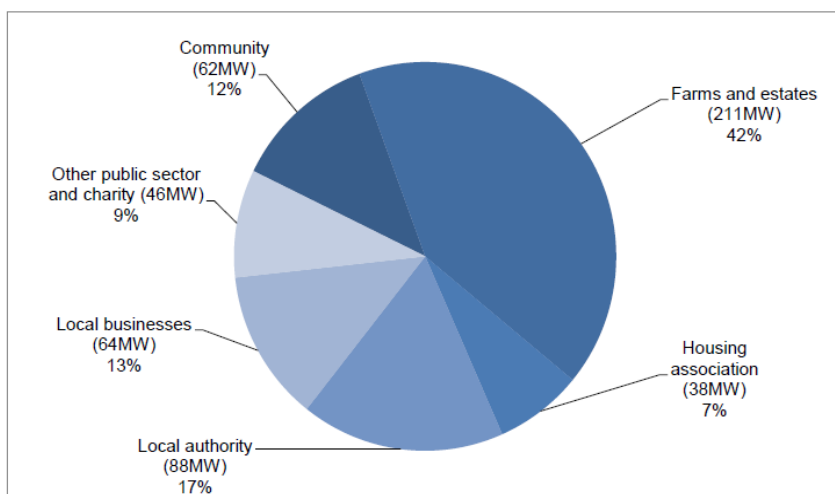
En revanche dans le comté Aberdeenshire, en 2006 le conseil communautaire du village de Udney lance l'idée de l'installation d'une éolienne citoyenne. Cinq personnes du village portent véritablement le projet. Pour le montage juridique et financier, elles sont soutenues par une organisation caritative, *Community Energy Scotland*, dont le métier depuis 2004 est d'aider les groupes communautaires à développer des projets d'énergie verte.

Ils empruntent 100% du capital (soit £1,40 millions – 1,9 millions€) auprès de la banque Triodos, emprunt qui doit être remboursé sur 4, 10 et 15 ans. Cette turbine bénéficie des tarifs d'achat qui devraient rapporter entre 4 et 5 millions de livres (5,4 – 6,8 millions€) sur les 20 ans de durée de vie de la turbine. Le financement de la phase amont du projet (faisabilité, étude d'impact, dépôt du permis de construire) a été assuré par le conseil du Aberdeenshire (£3000 – un peu plus de 4000€), par Big Lottery (£6000 – 8000€), par le programme du gouvernement Ecossais CARES (£6000 – 8000€) ainsi que par le programme LEADER (£15000 - 20 500€).

Afin d'obtenir le soutien des 2500 ménages qui composent cette petite région, des rencontres ont été organisées très en amont du projet. La population locale a été régulièrement informée de l'évolution du projet. Un sondage a également été organisé : 853 ménages ont été contactés pour un taux de réponse de 54%. Sur les 460 réponses obtenues, 91% s'avèrent favorables au projet. En 2009, le projet obtient le permis de construire, la turbine devient opérationnelle en 2011. Juridiquement, les citoyens ont mis en place une organisation communautaire sous forme de « *trust* » qu'ils détiennent à 100%.

Ce trust gère les revenus générés par la turbine afin d'en faire bénéficier la population locale. La première année de fonctionnement a produit £120 000 (soit un peu plus de 163 000€). Il est prévu que les revenus collectés soient répartis de la manière suivante : 50% pour des actions communautaires, 25% pour des organisations locales, 10% pour les actions de la paroisse, 5% pour des bourses destinées aux élèves, 10% pour l'action environnementale.

Graphique 3 : Capacité des installations opérationnelles en septembre 2015 par type de propriétaires (MW)

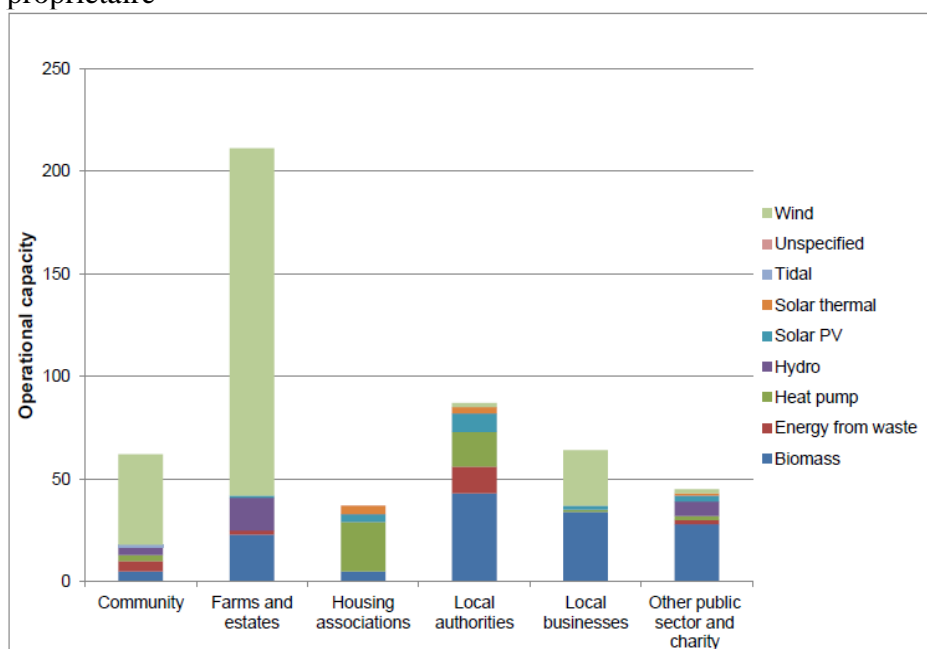


Energy Saving Trust, 2015, *Community and locally owned renewable energy in Scotland at September 2015*, octobre, p. 11

En septembre 2015, 609MW de capacités renouvelables communautaires et locales sont à des stades variés de développement. Toutefois les réductions de tarifs d'achat et la difficulté de passer du stade du développement au stade de la production ne garantissent aucunement la concrétisation de ces projets.

Les investissements locaux et communautaires touchent essentiellement l'éolien terrestre (234MW) et la biomasse (135MW). Ces deux sources représentent 75% des capacités opérationnelles détenues par les communautés et les acteurs locaux.

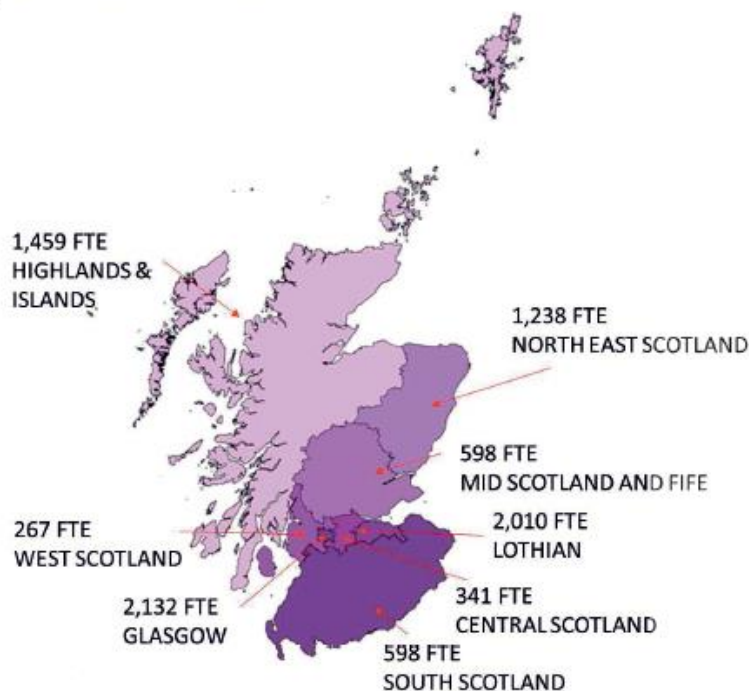
Graphique 4 : Capacité opérationnelle en septembre 2015 par technologie et par catégorie de propriétaire



Energy Saving Trust, 2015, *Community and locally owned renewable energy in Scotland at September 2015*, octobre, p. 16

L'organisation de consultants O'Herlihy & Co. Ltd a conduit une étude sur l'emploi dans l'énergie renouvelable en Ecosse auprès de 541 organisations. Publiée en 2014, elle recense 11 695 emplois dans la filière renouvelable produits par les 541 entreprises contactées. Ce chiffre est probablement supérieur car l'étude n'inclut pas toutes les entreprises. Il doit être mis en perspective avec 200 000 emplois directs et indirects du secteur gazier et pétrolier. La région du nord – est où se situe Aberdeen compte 1 238 emplois répartis entre 78 organisations. Ils se concentrent essentiellement dans l'éolien offshore.

Figure 1 Employment by Region (Scottish Parliament Constituencies) in FTE.



O'Herlihy & Co. Ltd., 2014, *Employment in Renewable Energy in Scotland 2013*, Glasgow, January

La majorité des emplois se situent dans le secteur éolien offshore (3 397) et dans l'éolien terrestre (1 842). La bioénergie est le troisième secteur le plus créateur d'emploi (835) suivi des énergies marines (805). Toutes les organisations participant à cette étude tablent sur une croissance de l'emploi dans les prochaines années mais se plaignent de difficultés qui tiennent à l'incertitude de la réforme du marché de l'électricité, à l'octroi incertain des permis de construire et des licences, aux difficultés de raccordement au réseau et aux difficultés d'obtenir les financements. Le manque de personnel bien formé est également considéré comme une barrière à la croissance.

Les autorités locales : le cas d'Aberdeen

Une conjonction de facteurs contribue au « retour » des acteurs locaux sur le marché de l'énergie dont la nationalisation (après-guerre) puis la privatisation de l'industrie électrique (à la fin des années 1980) les avaient chassés.

Ils sont d'abord d'ordre technologique grâce au développement des énergies vertes et aux technologies intelligentes.

Ils sont ensuite financiers. Les tarifs d'achat introduits en 2010 permettent de rémunérer les petites installations. Depuis, de nouvelles formes de financement (avec la mobilisation du financement institutionnel, communautaire, etc.) et les partenariats publics-privés permettent une diversification des instruments financiers.

Ils sont par ailleurs légaux. Le gouvernement écossais impose aux autorités locales écossaises des obligations en matière de lutte contre la précarité énergétique, de réduction de CO2 et de déploiement des énergies renouvelables. L'exécutif écossais, contrairement à la politique localiste anglaise, exige des autorités locales un reporting régulier de leurs efforts dans ces domaines²⁷⁷.

Enfin, la « fenêtre d'opportunité » ouverte par la transition bas carbone légitime la ré-appropriation du secteur énergétique par les acteurs locaux. L'ouverture du marché de l'énergie à des nouveaux acteurs, les diverses régulations de l'Etat, l'élection démocratique de l'assemblée locale tendent à les légitimer dans leur nouveau rôle d'acteur du secteur énergétique (*input legitimacy*). En outre elles bénéficient de l'héritage de la municipalisation de l'énergie au cours du 19^{ème} et 20^{ème} siècle qui a prouvé qu'elles étaient capables de s'imposer comme acteur du secteur énergétique. Enfin, les résultats qu'elles obtiennent dans les autres domaines relevant de leur responsabilité et la confiance dont elles jouissent auprès des citoyens représentent une autre forme de légitimation pour leur action dans le secteur énergétique (*output legitimacy*) (Scharpf 1999).

Les autorités locales écossaises sont devenues parties prenantes du secteur énergétique à plusieurs titres, en tant « qu'aménageuses », responsables du développement local et industriel sur leur territoire, productrices d'énergie, facilitatrice d'initiatives innovantes ou encore en tant que bailleurs sociaux.

Les données socio-économiques d'Aberdeen

Aberdeen est la troisième plus grande ville écossaise, située sur la côte, dans le Nord Est de l'Ecosse. La ville d'Aberdeen, d'une population d'un peu plus de 220 000 habitants, se situe au sein d'une région très rurale le Aberdeenshire. Centre de pêche et de commerce maritime à l'origine, la découverte de réserves de gaz et de pétrole en Mer du Nord dans les années 1970 transforme la ville en « capitale du gaz et du pétrole ». L'exploration et l'exploitation pétrolières et gazières contribuent à la richesse de la ville et attirent investissements, entreprises et ingénieurs très qualifiés. Le secteur des industries primaires, qui inclut l'exploration et la production d'énergie, est le plus important – et de loin – en termes d'emploi et de chiffres d'affaires. En 2013, dans la seule ville d'Aberdeen il emploie 24 200 salariés et 37 350 dans la région, suivi du secteur « professionnel et scientifique » avec 35 830 salariés. A lui seul, le secteur des industries primaires génère un chiffre d'affaires de £39,8 milliards, ce qui représente 58% du chiffre d'affaires produit localement (Aberdeen City Council, 2013b). Il repose sur un grand nombre de petites entreprises spécialisées et sur un petit nombre de grandes entreprises de plus de 250 salariés à l'origine des trois quarts de la richesse de la région et grandes pourvoyeuses d'emplois.

Si la crise financière a eu des conséquences négatives importantes mais gérables, il est à craindre que l'épuisement des ressources à terme et la baisse du prix du pétrole fasse payer à la ville un plus lourd tribut. La chute du cours du pétrole depuis 2014 risque de remettre en cause le modèle de croissance de la ville. Afin d'atténuer les risques économiques et financiers de sa dépendance au secteur gazier et pétrolier, la ville n'a de cesse depuis la fin des années 2000, de lancer des initiatives dans le secteur énergétique bas carbone afin de diversifier son modèle de développement. Son objectif de diversification vise à soutenir le transfert des compétences acquises dans l'énergie fossile vers les renouvelables afin de conserver les entreprises, le savoir-faire, les compétences et les revenus de la filière énergie dans la région. Le gouvernement local mise sur le secteur de l'éolien offshore, de l'énergie marine, de l'hydrogène, du solaire et de la biomasse. Une telle stratégie requiert la mobilisation de toutes les forces vives au niveau local et structure la gouvernance territoriale. La transition énergétique devient un instrument de dynamisme économique et également un outil de lutte contre les clivages sociaux.

²⁷⁷ Malgré cette pression exercée sur le niveau local, l'Ecosse n'a pas atteint ses objectifs de réduction d'émissions de GES pour la 4^{ème} année consécutive. Pourtant le gouvernement pense atteindre son objectif de 42% de réduction d'ici à 2020 (38% en 2015).

En effet, si le secteur gazier et pétrolier est le premier moteur économique de la ville, il est également source de profondes inégalités sociales. En 2011, la valeur ajoutée brute générée à Aberdeen et dans le Aberdeenshire a atteint près de £15 milliards, une hausse de 6,5% comparée à 2010 et de 72% comparé à 2001 alors que la moyenne était de 51% en Ecosse et de 48% au Royaume Uni sur la même période. La valeur ajoutée brute par habitant avoisine les £32 000 en 2011, soit le deuxième PIB par habitant après Londres et le 17^{ème} au niveau européen. Si l'industrie gazière et pétrolière est source de croissance pour la ville, la richesse créée n'est pas répartie également. Au contraire la ville est très polarisée socialement. D'un côté, Aberdeen a la plus forte proportion de ménages disposant d'un revenu annuel supérieur à £40 000 notamment grâce aux emplois très qualifiés du secteur énergétique. De l'autre, en 2012, 25% de la population en âge de travailler gagne moins de £14 811 (Aberdeen City Council 2013a) dans une ville où les coûts de la vie sont parmi les plus élevés du Royaume Uni. 15% de la population connaît une forme de pauvreté relative et vit dans les zones défavorisées au centre ville alors que les hauts revenus vivent en périphérie. Un taux élevé de précarité énergétique caractérise les quartiers pauvres. En 2011-2013 30% des ménages d'Aberdeen sont touchés par un problème d'accès à l'énergie en raison de la mauvaise qualité des logements et d'une pauvreté monétaire répandue. Une conseillère municipale en charge du dossier confirme l'importance du phénomène : « *dans certains logements sociaux loués par la mairie, la précarité énergétique peut toucher près des trois quarts des habitants.* » Les mauvaises performances thermiques de ces logements contribuent à des coûts de chauffage très élevés pour des populations aux revenus faibles et souvent âgées. Elles contribuent en outre aux émissions de carbone de la ville. Or la réduction de la pauvreté énergétique et des émissions de carbone font partie des obligations des autorités locales.

Les caractéristiques innovantes des projets énergétiques d'Aberdeen

La ville d'Aberdeen s'est saisie de la problématique énergétique pour promouvoir le passage d'un modèle de développement local reposant sur les énergies fossiles à un modèle bas carbone. Ce faisant elle sert également les obligations climatiques et sociales imposées par le gouvernement écossais. La ville d'Aberdeen utilise ainsi diverses compétences de l'autorité locale afin de promouvoir une forme de transition énergétique, que l'on peut qualifier de globale, dans la mesure où elle touche à de nombreux secteurs. Elle se trouve toutefois au début d'un long processus de transformation des modalités d'actions locales.

En tant que productrice d'énergie, Aberdeen a fait installer 900 panneaux solaires sur les toits des bâtiments publics. L'électricité ainsi produite lui permet de bénéficier des tarifs d'achat et de réduire sa facture d'énergie. La ville a également créé une entreprise de chauffage urbain à but non lucratif qui vend de l'électricité bas carbone à une entreprise énergétique et distribue de la chaleur aux logements sociaux de la mairie grâce à la cogénération au gaz. L'entreprise de chauffage urbain envisage d'autres options de sources renouvelables, telles que la biomasse.

En tant qu'aménageuse, un projet de ferme solaire de 30MW ainsi qu'un projet de cogénération issue de la valorisation des déchets sont inscrits dans le plan local de développement de la ville. Leur concrétisation va dépendre des mécanismes financiers disponibles.

En tant que pilote du développement local, elle cherche à valoriser les compétences acquises dans la filière énergétique fossile dans la filière renouvelable. C'est la raison pour laquelle sa stratégie de développement local a pour ambition de transformer la ville en capitale de l'énergie gazière et pétrolière en capitale de l'énergie. L'énergie bas carbone devient source d'innovations technologiques et de nouveaux marchés, comme c'est le cas pour l'éolien terrestre et l'hydrogène pour le secteur des transports.

En tant qu'acteur clé de la coopération locale, la mairie cherche à structurer des réseaux d'action locaux susceptibles de travailler afin d'élaborer une vision réaliste de l'avenir énergétique durable de la ville. En signant la Convention des maires en 2008, la ville s'est ainsi engagée à développer un plan d'action en faveur de l'énergie durable (PAED) afin de réduire ses émissions de carbone. Ce plan n'a de sens que dans la mesure où il est porté par les divers acteurs publics, privés, non publics et citoyens. C'est l'enjeu de la gouvernance territoriale qui est ainsi au cœur de la politique énergétique bas carbone de la ville.

Sans prétendre à l'exhaustivité, quelques uns des projets de la mairie sont présentés ici à l'aune de leurs caractéristiques innovantes dans le contexte de décentralisation de l'énergie. La pluralité des projets développés relèvent d'un modèle de gouvernance plus ouvert, d'une volonté d'innovation technologique, de la création d'un nouveau modèle d'entreprise de chauffage urbain à but social et climatique et d'une vision plus inclusive et citoyenne de l'énergie.

La structuration des modes de gouvernance locaux

Les principaux projets énergétiques mis en œuvre par la mairie s'inscrivent dans des coopérations public-privé. Ils répondent à une contrainte clé : la faiblesse des capacités d'investissement de la collectivité locale dans les infrastructures énergétiques. Ils satisfont en outre un intérêt partagé entre acteurs publics et privés qui tient à la consolidation des marchés de la filière énergétique grâce à la diversification de ses activités.

Le rapprochement mairie – entreprises du secteur des EnR

Une première démarche de la mairie a consisté à regrouper les acteurs de l'industrie énergétique renouvelable locale (entreprises, acteurs institutionnels et universitaires) dans le cadre du groupe d'entreprises de la filière renouvelable d'Aberdeen (*Aberdeen Renewable Energy Group - AREG*) qui compte plus de 170 membres. Il s'agit, pour une partie d'entre elles, d'entreprises qui ont développé des savoir-faire dans l'industrie gazière et pétrolière, en matière de sécurité, d'exploration sous marine, de câblage etc., qu'elles cherchent à recycler pour le secteur des énergies renouvelables, tel que l'éolien offshore. Il s'agit, pour l'autre partie, d'entreprises spécialistes du secteur renouvelable, solaire, éolien terrestre et offshore, énergies marines, biomasse, géothermie, hydrogène et photovoltaïque. Enfin un troisième groupe comprend des consultants, des experts juridiques ou des partenaires institutionnels (tels que les chambres de commerce, les agences de développement) qui soutiennent le développement des marchés de la filière renouvelable. Les relations informelles au sein de ce groupe et l'hébergement de AREG dans les locaux de la mairie facilitent les échanges entre les diverses parties prenantes. Comme le précise la coordinatrice de ce groupe le rôle de AREG a évolué au fil du temps et sert de plus en plus d'outil de médiation entre la filière et les acteurs institutionnels, « à sa création il y a 10 ans, il s'agissait de convaincre les entreprises locales de l'intérêt des ENR, des possibilités de financement, des opportunités de marché et du développement technologique. Aujourd'hui on est plus sur l'information concernant le fonctionnement des marchés, les évolutions de régulation, les problèmes à surmonter. Mais la plus grande partie de mon travail est de faire le lien entre la mairie, le gouvernement écossais et l'industrie et de faciliter les échanges ». Cette mise en relation vise à partager des informations et des bonnes pratiques et à renforcer le potentiel d'innovation et de développement de ces entreprises. La mairie organise par exemple des missions et des visites à l'étranger et accueille régulièrement de potentiels investisseurs internationaux dont bénéficient les membres de AREG. De telles actions cherchent à promouvoir la signature de partenariats économiques stratégiques.

Une coopération public – privé : le projet Hydrogène pour les bus

Le projet de déploiement de l'hydrogène pour les bus illustre concrètement ce rapprochement public-privé. Trouver un financement public-privé était une contrainte imposée par le fonds européen Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU) qui a retenu l'attention de l'équipe de la mairie chargé de la veille et du montage financier des projets. En repérant ce programme européen pour la recherche et l'innovation qui vise à développer l'usage de l'hydrogène, le service de la mairie a été l'instigateur du rapprochement entre les acteurs institutionnels de la ville et les entreprises locales. Coordonné par la mairie d'Aberdeen, ce projet implique plusieurs industriels : les deux compagnies de bus privées d'Aberdeen (Stage Coach et First) ; des spécialistes de l'énergie Scottish Hydro Electric Power Distribution, Scotland Gas Network (SGN) et Element Energy ; le fabricant de bus Van Hool et l'entreprise spécialisée dans la production et l'alimentation en hydrogène BOC. Outre les services de la mairie, il mobilise également d'autres acteurs institutionnels, tels que l'agence de développement, qui voient dans ce projet la possibilité de positionner Aberdeen au cœur du secteur énergétique durable, de réduire les émissions de carbone du secteur du transport et d'attirer des investissements dans la région. Dans le cadre du projet de démonstrateur « hydrogène pour les bus », le financement privé à hauteur de près de £3 millions a servi de levier pour obtenir les fonds européens (un peu plus de £8 millions) et les fonds publics de la mairie, du gouvernement, de l'agence de la recherche et de l'agence de développement (soit un peu plus de £7 millions). Ce projet pionnier illustre la démarche de la ville : s'appuyer sur les filières locales pour promouvoir innovation et compétitivité dans le secteur bas carbone. Selon l'un des membres de l'équipe de la mairie, *« ce projet est emblématique de la politique de la ville qui vise à transférer les compétences acquises dans le secteur du gaz et du pétrole vers un modèle de développement bas carbone, et ça fonctionne, aujourd'hui de grandes entreprises japonaises s'intéressent au projet Hydrogène. »* Une station de production et de ravitaillement hydrogène pour les bus a ainsi été inaugurée en 2015 et permet d'envisager la poursuite de projets dans ce secteur et d'équiper par exemple la flotte automobile de la mairie en capitalisant sur les partenariats et la réussite du premier projet.

Une gouvernance ouverte : le plan d'action en faveur de l'énergie durable

Dans le cadre de l'élaboration en cours du plan d'action en faveur de l'énergie durable (PAED) (*Sustainable Energy Action Plan - SEAP*) lancé à l'issue de la signature de la Convention des Maires en 2008, la mairie s'engage à réduire ses émissions de CO₂ d'au moins 20% à l'horizon 2020. Il s'agit d'un engagement formel et volontaire de la mairie à améliorer l'efficacité énergétique et augmenter le recours aux énergies renouvelables. Le document stratégique doit être approuvé par le Conseil municipal et est ajustable en fonction de l'évolution des expériences et des résultats obtenus. Pour parvenir à la réalisation de cet objectif, la mairie doit fournir un inventaire de référence des émissions locales. Elle doit également traduire son effort pour les réduire dans le cadre d'un plan d'action en faveur de l'énergie durable (PAED) qui détermine la manière dont les différents projets bas carbone locaux participent à la baisse des émissions. Ces projets touchent à l'amélioration des performances énergétiques des bâtiments, à la production d'énergie renouvelable, à la production de chaleur, aux mesures de transport, à la réduction des déchets et à une optimisation de l'utilisation foncière. Pour ce faire le PAED doit mobiliser tous les acteurs locaux susceptibles de développer des actions dans ces secteurs. La rédaction du PAED est ainsi coordonnée par le service développement durable de la mairie qui s'appuie sur l'ensemble des parties prenantes : les autres services internes de la mairie, les partenaires institutionnels extérieurs, les académiques, les entreprises et les citoyens. Il s'agit de constituer un réseau horizontal d'acteurs sur la base du volontariat.

Maintenir la motivation des entreprises à participer est un premier défi. Toutefois elles ont intérêt à influencer la politique de la ville dans le secteur énergétique dans la mesure où, selon les scénarios retenus, elles peuvent en être les principales gagnantes ou perdantes. L'engagement des entreprises dans ces processus de planification stratégique tend à transformer les rapports entre acteurs publics et acteurs privés. L'acteur public n'est plus seulement dépendant d'un secteur dont les décisions

lui échappent. Il devient le promoteur d'une coopération avec les entreprises de la filière locale de l'énergie pour aboutir à une vision partagée de l'avenir du développement local. La ville devient un acteur stratégique légitime pour fédérer des intérêts divers dans la perspective de sa transition bas carbone. La mairie devient ainsi un espace où les intérêts – souvent contradictoires - se rencontrent pour élaborer ensemble des scénarios durables (Pinson 2009). Dans ce contexte, le groupe AREG joue un rôle de facilitateur du rapprochement public-privé.

Un autre défi tient à la mobilisation de l'ensemble des services internes de la mairie. La transition énergétique bas carbone est un sujet transversal qui nécessite de mobiliser les ressources de tous les services de la mairie. Or avant que la démarche PAED ne soit lancée les différents services de la ville avaient l'habitude de travailler « en silo ». Selon un membre du service d'urbanisme *« au sein de la mairie nous devons faire face à des politiques en conflit entre elles, à notre niveau on doit élaborer des plans de développement qui intègrent l'objectif bas carbone et la réduction des émissions de CO2. Pour atteindre notre objectif, il que tout le monde contribue, mais les autres services ne s'impliquent pas toujours, ici le gaz, le pétrole et la voiture restent centraux alors on ne peut pas toujours compter sur le service économique ou sur celui du transport. »* En tant que signataire de la convention des maires, la ville doit suivre une méthodologie spécifique afin d'obtenir la validation de son plan d'action en faveur de l'énergie durable.

L'organisation d'ateliers animés par des experts extérieurs a permis de mettre en place une méthodologie commune de travail aux divers acteurs impliqués qui a abouti à plusieurs résultats : identifier toutes les parties prenantes potentielles ; partager une vision du futur énergétique de la ville ; envisager, secteur par secteur, le potentiel de développement de projets bas carbone afin de réduire les émissions de carbone ; élaborer des scénarios ; modéliser les impacts sur les émissions de carbone et mettre au point des priorités d'action. Selon une responsable du PAED *« pour la ville créer ce PAED est une démarche purement volontaire et volontariste, elle signifie que tous les nouveaux projets qui vont émerger en ville, quel que soit le secteur, doivent considérer leur impact en termes d'émission de CO2, c'est une base pour le développement des énergies durables et des mesures d'efficacité et de sobriété énergétique dans tous les secteurs. »* Une telle initiative cherche à renouveler la culture des acteurs publics et privés locaux, même si le changement ne va pas de soi.

Le facteur de l'innovation technologique

Le facteur technologique joue un rôle-clé dans la structuration des dispositifs de gouvernance locaux. En cherchant à infléchir la trajectoire gazière et pétrolière de la ville d'Aberdeen vers une croissance bas carbone, la ville vise à soutenir des innovations technologiques pour permettre aux entreprises locales de se positionner sur des marchés émergents et valoriser les centres de recherche locaux. Deux projets en sont emblématiques : le projet Hydrogène pour les bus et le projet éolien offshore.

Le développement de la recherche sur l'hydrogène est une stratégie soutenue depuis quelques années par la ville. Le projet Hydrogène pour les bus est un démonstrateur qui a capitalisé sur les compétences des centres de recherche et des acteurs économiques locaux et régionaux. La valorisation de la filière locale de l'énergie et du transport et les complémentarités de l'appareil scientifique local sont au cœur de ce projet. La mairie est aidée dans cette démarche par les fonds européens, en particulier FCH JU et INTERREG. Ce projet a permis de développer une flotte de six bus équipés d'hydrogène et de démontrer la capacité d'un nouveau carburant de faire fonctionner des bus propres. La ville vise à poursuivre ses efforts dans l'équipement des bus et des véhicules légers de sa propre flotte. En se positionnant comme pionnière sur ce secteur technologique, elle cherche à attirer des investisseurs à Aberdeen et à développer les parts de marché des entreprises locales à l'étranger.

Une motivation identique est à l'origine du développement d'un projet expérimental d'éolien offshore de 100MW, « *The European Offshore Wind Deployment Centre* ». Il est porté une joint-venture composée de Vattenfall à 75% pour le secteur privé (membre du groupe AREG) et de AREG à 25% pour le secteur public (groupe des entreprises de la filière renouvelable d'Aberdeen). Il est co-financé par des fonds privés, des fonds publics (le fonds pour l'éolien offshore écossais) et des fonds européens. Les fonds européens s'élèvent à 40 millions d'euros dans le cadre du Programme énergétique européen pour la relance (PEER). Outre le déploiement de 11 turbines en mer d'une capacité installée de 100MW, l'objectif essentiel de ce projet est la création d'une plateforme de production de nouvelles éoliennes offshore pour stimuler l'innovation dans la conception des turbines, en réduire les coûts de production et améliorer la compétitivité du secteur de l'éolien offshore²⁷⁸. Outre la capacité de production des 11 turbines qui équivaut à 65% de la demande d'électricité d'Aberdeen, le centre de déploiement de l'énergie offshore vise à associer les entreprises de la filière afin qu'elles puissent tester de nouvelles conceptions, de nouveaux projets et obtenir de nouveaux brevets avant le déploiement commercial. L'innovation technologique est devenue le centre du discours politique local pour justifier les investissements bas carbone de long terme, qu'illustre cette réflexion d'une responsable du service développement durable de la ville, « *ce n'est pas sexy d'aborder toute la stratégie d'énergie durable par le biais de la protection de l'environnement et réduction de CO2, ça l'est beaucoup plus dès que l'on peut parler d'innovation technologique et de compétitivité économique. C'est cet argument qui nous permettra de gagner le soutien de nos décideurs et des entreprises.* »

Des obligations climatiques à la politique sociale

La stratégie locale visant à transformer la ville de capitale gazière et pétrole en capitale de l'énergie, s'appuie certes sur l'innovation et la compétitivité. Mais elle est également utilisée pour répondre à ses obligations climatiques et de réduction de la précarité énergétique. C'est la convergence des préoccupations énergétiques, climatiques et sociales qui a conduit la mairie d'Aberdeen à créer une entreprise de services énergétiques (ESCO) de cogénération dans le secteur du chauffage urbain. Avant la création de l'entreprise, la ville recourait essentiellement à la mise en place de mesures d'efficacité énergétique. Si elle poursuit son effort dans ce domaine, notamment grâce aux programmes financés par le gouvernement écossais, elle s'appuie sur l'entreprise de chauffage urbain pour améliorer la qualité de la fourniture de chaleur.

La création d'un nouveau modèle d'entreprise

Aberdeen Heat and Power (AH&P) a été créé par la mairie en 2002. Il s'agit d'une entreprise de chauffage urbain considéré comme étant bas carbone grâce à la cogénération au gaz. A l'époque la création de l'ESCO Aberdeen Heat and Power (AH&P) relève autant de l'innovation que de l'improvisation (Webb 2015). A l'époque, les services administratifs et les élus ont peu d'expérience en matière de fourniture d'énergie. Jusqu'alors la mairie avait mis en place essentiellement des mesures de rénovation thermique pour améliorer les performances énergétiques de ses logements sociaux. Or, ces mesures ne suffisent pas à réduire la précarité énergétique de ses locataires²⁷⁹ car ils dépendent du chauffage électrique individuel dont les prix ne cessent d'augmenter et qui contribue aux émissions de carbone. Face au défi climatique et social, l'autorité locale décide de s'attaquer au phénomène de précarité énergétique qui touche les locataires vivant dans les logements sociaux qu'elle détient. En 2002, la création de AH&P témoigne de l'engagement de la directrice du service énergie et du directeur du service logement

²⁷⁸ Le projet est bloqué depuis 8 ans par le milliardaire américain, Donald Trump, qui accuse le gouvernement écossais d'avoir illégalement accordé le permis de construire à ce projet expérimental de 11 turbines en mer, en face de son golf. Il a été débouté par trois juges d'Edimbourg en juin 2015.

²⁷⁹ Entre 1997 et 2007, la ville a mis en place plusieurs programmes successifs d'efficacité énergétique. Pourtant ils n'ont permis de rénover qu'environ 30% des logements sociaux de la mairie.

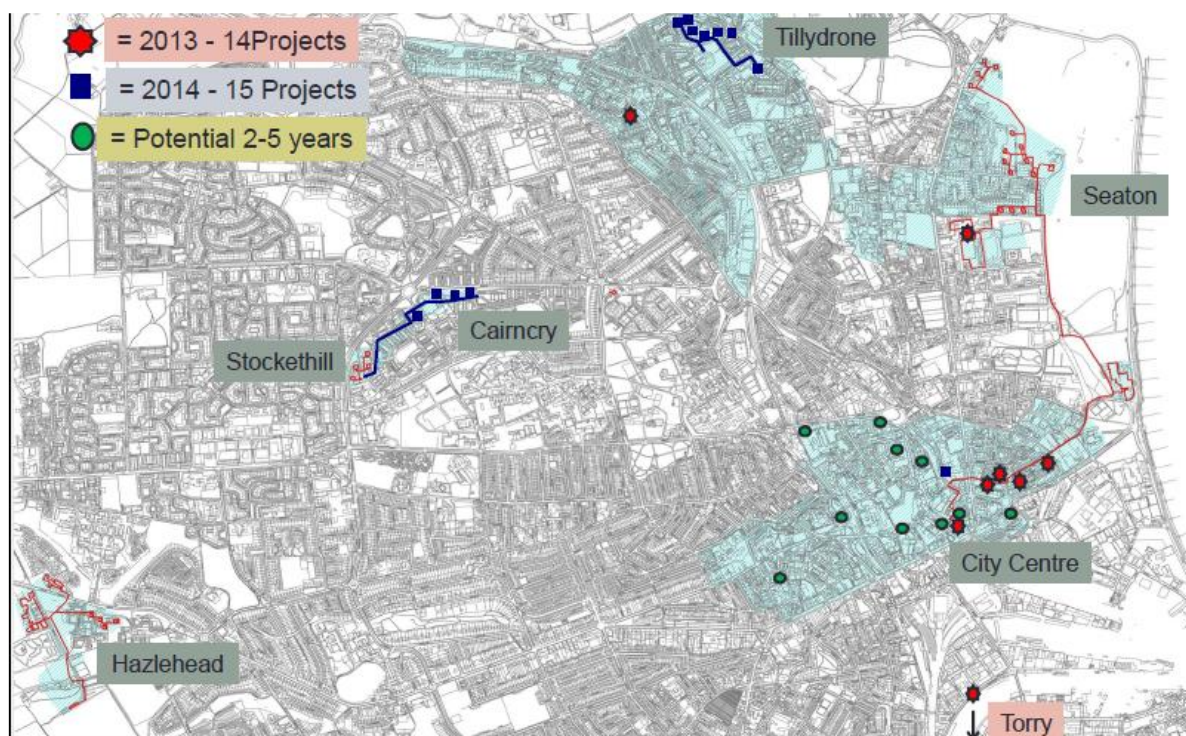
de la mairie. Tous deux disposent de bons réseaux formels et informels au sein des services, auprès des conseillers municipaux (la majorité de l'époque était travailliste) et auprès du gouvernement écossais. Selon le responsable de la mairie en charge aujourd'hui du dossier, « *en 2002, créer AH&P était une vraie gageure pour mes homologues. Ils ont dû convaincre beaucoup de monde du bien fondé du choix et les relations formelles et informelles qu'ils ont pu établir au sein des services et avec les élus ont vraiment facilité leur démarche.* » Selon les personnes rencontrées, les services financiers et juridiques sont alors les plus difficiles à persuader car le « *business model* » choisi nécessite de revoir les relations légales entre mairie et ESCO ainsi que l'équilibre financier de la nouvelle entreprise. En effet, l'objectif de l'entreprise ainsi créée n'est plus le nombre de kWh fournis et le profit qui en résulte mais la fourniture de services énergétiques. Ils incluent, pour le cas de AH&P, la création d'une nouvelle infrastructure de chauffage collectif, l'installation d'équipements de chauffage dans les appartements, la fourniture de chaleur et des conseils en économies d'énergie.

L'objectif visé n'est pas l'augmentation de la consommation mais la garantie d'un niveau de confort thermique adéquat à un prix abordable. Une telle approche nécessite de repenser les modèles économiques sur lesquels le système centralisé de l'énergie repose jusqu'à présent (Hawkey, Webb 2014). Selon une conseillère municipale en charge du dossier de la précarité énergétique, « *la ville d'Aberdeen met en place des initiatives d'aides et de conseils énergétiques pour les populations vulnérables depuis 1985. Puis on a développé des programmes d'efficacité mais il nous fallait un outil pour agir sur les prix, qui représentent un des éléments explicatifs de la précarité énergétique. C'est l'objectif de la création de AH&P en 2002.* »

L'investissement initial de la ville s'élève à £3,78 millions (environ 5 millions d'euros) essentiellement issus du budget du service logement. 40% des dépenses en capital ont été mobilisés grâce aux programmes gouvernementaux britanniques et écossais successifs soutenant les économies d'énergie pour les ménages modestes entre autres (*Carbon Emissions Reduction, Community Energy Saving Programme, Energy Companies Obligations*). Les emprunts contractés par AH&P ont été garantis par l'acteur public.

Selon le directeur de AH&P, 26 blocs d'immeubles comptant près de 2000 logements ont été raccordés en 2015 sur les 4 500 logements détenus par la mairie²⁸⁰. Ils concernent les quartiers modestes dans lesquels la ville détient des logements sociaux : Stockethill, Hazlehead, Seaton, de Tillydrone et un projet est en cours dans le centre ville. Dans chaque quartier une centrale de cogénération est installée pour alimenter les blocs d'immeubles. Outre les logements, 13 bâtiments publics sont connectés à ce réseau de chauffage urbain.

²⁸⁰ A titre de comparaison, au niveau écossais 10 000 logements sont raccordés sur les 40 000 à connecter d'ici à 2020.



Source : Booth I., 2014, “CHP schemes to fight fuel poverty”, Conférence *Community Energy Seminar Edinburgh* du 25 septembre

AH&P a également permis de réduire de 40% les émissions de carbone comparé au chauffage électrique. Afin de s’inscrire dans la transition bas carbone de la ville, AH&P s’est engagé dans des études de faisabilité pour tester des formules de production liées à la géothermie, à la biomasse et la valorisation des déchets. Actuellement, ces études n’ont pas abouti à une transformation du modèle de production du chauffage urbain, pour des raisons de coût (géothermie), de manque de rentabilité (transformation du système de production), ou de difficulté d’approvisionnement (biomasse). Pourtant l’option biogaz pourrait être considérée à l’avenir pour l’un des quartiers raccordés (Seaton).

Une politique tarifaire à visée sociale

Si les compagnies énergétiques traditionnelles continuent à viser l’optimisation de leurs profits, AH&P, en tant qu’entreprise de cogénération à but non lucratif, génère certes des revenus grâce à la vente d’électricité à l’entreprise Green Energy²⁸¹. Mais elle les redistribue sous forme de tarifs abordables pour le chauffage consommé par les ménages modestes raccordés. Cette redistribution se traduit par une pratique tarifaire différente de celle des entreprises traditionnelles. Plutôt qu’installer des compteurs individuels et faire payer les locataires en fonction de leur consommation, AH&P vend un certain volume de chauffage à la mairie qui gère les logements et qui en reporte les coûts par logement à hauteur d’un forfait unique. Le prix forfaitaire est fondé sur une moyenne des consommations antérieures et du coût de production. Il s’agit d’un tarif fixe de £10,54 par semaine en 2014²⁸². Ce tarif est déterminé et revu annuellement par le conseil d’administration de AH&P, auquel participent les représentants de locataires. Outre la vente d’électricité et de chauffage qui génère des revenus, l’équilibre financier de l’entreprise tient à l’emprunt garanti par la mairie et aux divers programmes de financement du gouvernement

²⁸¹ Les termes du contrat de fourniture d’électricité entre AH&P et Green Energy ne nous sont pas connus.

²⁸² A l’époque une facture moyenne pour le chauffage et l’eau chaude représentait une dépense hebdomadaire entre £7,80£ et £15 selon le logement. En 2002 un forfait de £4,75 est proposé par AH&P ce qui représente une économie importante pour les ménages. The Scottish Government, 2009, *Guidance to local authorities on Fuel poverty*

britannique et écossais²⁸³. Pour consolider son modèle, l'ESCO a créé en 2013 une filiale entièrement privée District Energy Aberdeen Ltd (DEAL) dont l'actionnaire principal est AH&P. En tant qu'entreprise privée, elle peut démarcher des clients dans les secteurs et bâtiments publics ou privés non liés à la mairie. Une forme de partage du marché de chauffage urbain émerge : AH&P alimente les bâtiments publics et les logements sociaux de la mairie en chaleur bas carbone à un prix abordable, DEAL fournit de la chaleur bas carbone à tout autre client susceptible de se raccorder au réseau de chauffage urbain au prix du marché. La création de cette filiale vise à diversifier les sources de revenus qui doivent contribuer au maintien des activités « sociales » de AH&P.

L'introduction du modèle tarifaire unique aurait pu générer des pratiques de surconsommation. Mais le directeur de AH&P contre cet argument, « *une telle approche met une forme de pression sociale sur les locataires pour qu'ils adoptent un comportement de chauffage adapté, pour l'instant il n'y a aucun problème parmi les locataires raccordés.* » Les économies réalisées varient selon le comportement de chauffage des locataires. Par exemple, un locataire qui, auparavant, chauffait peu par crainte des montants des factures d'électricité, et donc payait peu, risque de payer davantage mais en bénéficiant d'un meilleur confort thermique. Pour une consommation « normale » de chauffage, la facture a baissé de 25% à 45%.

Ouverture à la participation citoyenne

La politique climatique et sociale s'est ainsi accompagnée d'une nouvelle vision du système énergétique qui s'appuie sur les énergies distribuées, la sobriété et l'efficacité énergétique et transforme le consommateur passif en consommateur actif. Plusieurs projets conduits par la ville d'Aberdeen s'appuient sur une démarche participative et citoyenne. Nous en citerons deux : la création de AH&P et l'élaboration d'une vision partagée de l'avenir bas carbone de la ville. La réalité de la transition énergétique au niveau local sort du modèle de décision descendant (*top down*) et tend à s'inscrire dans une démarche citoyenne plus inclusive qui permet à la population de faire entendre ses intérêts et de participer aux décisions (*bottom up*). Dans les deux initiatives mentionnées ci-dessous, on note la volonté des porteurs de projet à ajuster le contenu aux idées et besoins des populations. La participation des communautés locales aux instances de délibération et de décision donne l'opportunité aux citoyens de s'approprier les ressources de la ville en faveur de l'amélioration de leur environnement proche et de leurs conditions de vie à laquelle la transition énergétique peut contribuer (baisse des émissions de carbone, baisse des factures d'énergie grâce au chauffage urbain, création d'emplois etc.).

L'implication des locataires dans AH&P

Dès 2002 alors que les lois climatiques ne sont pas encore à l'ordre du jour - mais qu'en revanche des programmes d'efficacité énergétique et de promotion de la chaleur verte existent déjà -, la mairie décide de créer Aberdeen Heat and Power (AH&P). Comme nous l'avons précisé plus haut, il s'agit d'une entreprise de cogénération à but non lucratif, indépendante du conseil municipal et chargée de fournir une chaleur fiable, abordable et bas carbone aux locataires des immeubles sociaux de la mairie. Le processus de décision conduisant à la création de cette entreprise de chauffage urbain repose volontairement sur une démarche participative. Dès les premières réflexions, la mairie choisit d'impliquer les locataires dans la recherche de la solution la mieux adaptée. Il s'agit des résidents des logements sociaux détenus par la mairie habitant dans les quartiers modestes voire pauvres de la ville (voir carte d'Aberdeen ci-dessus). Au cours de la pré-étude, les locataires sont interrogés sur leurs difficultés et leurs besoins. Ils s'avèrent plutôt favorables au chauffage urbain. Leur contribution est d'autant plus nécessaire que la solution d'un

²⁸³ Community Energy programme jusqu'en 2007, Affordable Warmth et Community energy saving programme devenu Energy Company Obligation

réseau de chauffage urbain transforme leurs pratiques. En effet, le chauffage urbain oblige les locataires qui décident de se raccorder à passer d'un chauffage individuel électrique à un chauffage central collectif. Par conséquent un tel changement requiert responsabilisation collective et acceptation. La pré-étude montre qu'une majorité de locataires est prête à tester cette nouvelle formule contre la promesse d'une réduction de leur facture et d'une amélioration de leur confort. Afin qu'ils restent impliqués dans l'activité de l'entreprise de chauffage urbain, les locataires sont par ailleurs représentés dans les instances de décision de la nouvelle entreprise créée. Le directeur de AH&P souligne ainsi l'intérêt de la participation des locataires *« il a fallu convaincre les locataires du bien fondé du projet et de l'intérêt qu'ils avaient à contribuer aux décisions car à l'époque le chauffage urbain n'était pas bien développé en Ecosse, mais sans l'engagement des locataires, notre projet n'aurait servi à rien car ce sont eux qui ont décidé de nous suivre ou non. »* Grâce à cette forme de consultation, les projets qui ont suivi le projet pilote ont été rapidement acceptés, voire attendus, par les populations.

La participation citoyenne et l'avenir bas carbone de la ville

La mairie a par ailleurs conduit, entre 2011 et 2014, un projet financé dans le cadre d'un projet INTERREG. Le projet MUSIC a eu trois objectifs : sensibiliser la population à l'investissement financier citoyen dans les énergies propres ; faire se rencontrer les acteurs du secteur académique, énergétique, et celui du transport ainsi que les habitants de la ville pour définir une vision commune d'Aberdeen à l'horizon 2050 ; concrétiser des projets d'information pédagogique. Le projet MUSIC a mis en place des outils de consultation citoyenne par le biais de groupes de travail et de tables rondes. L'avenir durable de la ville a été discuté et des projets ont été mis en œuvre par les participants : Un projet d'étude de faisabilité pour un investissement énergétique citoyen a ainsi été lancé mais n'a pas encore abouti. Des vidéos de sensibilisation à destination du grand public ont été publiées en ligne. Un projet « rues piétonnes pour réduire la pollution de l'air » est organisé comme un évènement annuel depuis. Ce ne sont que quelques exemples, mais selon les responsables du projet, *« le projet MUSIC a servi de catalyseur à de nouvelles idées de développement basé sur les motivations des citoyens (...) ; en participant au projet MUSIC les citoyens se sont rendus compte qu'ils avaient la capacité d'influencer la transition bas carbone à leur niveau mais également au niveau des décisions de la ville (...) ; à la fin du projet, ils ont voulu continuer à se rencontrer et à développer de nouvelles initiatives. »* Ce projet a également permis de recenser les divers projets bas carbone existants. Il a souligné l'importance d'une approche coordonnée de la transition bas carbone. En ce sens le développement du plan d'action en faveur de l'énergie durable d'Aberdeen (PAED) s'inscrit dans cette continuité et vise à favoriser l'élaboration d'une stratégie transversale et intégrée. Selon une institution partie prenante des deux projets (MUSIC et PAED) *« le projet MUSIC a conçu une vision de la ville durable et a soutenu des projets énergétiques communautaires, il a représenté une étape importante pour aboutir à la réflexion sur le PAED. »*

Quelles leçons tirées de l'exemple d'Aberdeen en terme de gouvernance territoriale ?

Si les initiatives d'Aberdeen ne transforment pas la ville en fournisseur d'énergie, elles modifient le cadre d'action des acteurs locaux et ancrent la problématique de l'énergie bas carbone dans les préoccupations des diverses parties prenantes et s'inscrivent de plus en plus dans une approche transversale. Le PAED définit ainsi de nouvelles modalités d'action qui tend à institutionnaliser un réseau d'acteurs locaux, publics, privés et non publics qui se mobilisent pour la transition énergétique. Ces réseaux fonctionnent au niveau de la ville mais ils se sont également étendus à la région, à l'Ecosse et s'insèrent de plus en plus dans les cadres de coopération transnationaux. La proximité géographique, les relations informelles, les valeurs et normes partagées au sein de ces réseaux sectoriels et professionnels, tels que l'AREG, aident au rapprochement entre les acteurs économiques et institutionnels locaux et entre ces derniers et le niveau régional écossais

(McGarvey 2012). L'action collective locale se complexifie dans un contexte pluraliste d'acteurs et de dispersion des ressources réparties entre acteurs publics et privés, centraux, régionaux et locaux auquel s'ajoute le niveau européen. Les échanges engagés dans le cadre du PAED ne s'inscrivent pas dans une démarche hiérarchique mais dans des jeux d'interaction ouverts qui renforcent le pragmatisme des choix. En intégrant une multiplicité d'acteurs dans la définition de la stratégie de la ville autour de l'enjeu spécifique du passage à la capitale de l'énergie, Aberdeen a structuré une arène locale de dialogue dans laquelle les acteurs ont appris à se connaître, à se faire confiance, à construire une représentation, une identité et des intérêts communs, à partager une vision de l'avenir de la ville et à négocier des compromis. Les relations ainsi tissées entre l'administration municipale et les acteurs extérieurs porteurs d'expertise visent à durablement influencer les modes de coopération et de mobilisation des ressources pour la réalisation de projets « verts ». Ainsi l'enjeu de la gouvernance de la transition énergétique se trouve au cœur de la stratégie de transformation de la ville. Autre enjeu clé, celui de la recherche des financements pour lequel la mairie peut compter sur son équipe de veille et sur l'agence de développement et d'innovation Scottish Enterprise afin d'identifier les programmes disponibles au niveau européen, national et régional.

Les freins au déploiement de l'énergie distribuée

Au-delà de la difficulté de mobiliser les budgets nécessaires à la réalisation des ambitions locales, la réalisation du PAED d'Aberdeen se heurte à deux problématiques particulières : l'héritage du secteur gazier et pétrolier et une volonté politique vacillant au gré des échéances électorales.

Le poids de l'industrie gazière et pétrolière au niveau local et régional

La transition bas carbone représente le cœur du paradoxe de la ville d'Aberdeen qui, à l'image de l'Ecosse, souhaite disposer d'un agenda bas carbone tout en désirant continuer à exploiter les énergies fossiles. A l'échelle de la ville, l'économie locale est dominée par l'industrie gazière et pétrolière qui contribue aux émissions de carbone mais est également source d'importants revenus pour la ville. Cette situation reflète la dépendance au sentier (*path dependency*) qui influence la capacité des acteurs locaux et régionaux, tant publics que privés, à générer de nouvelles trajectoires reposant sur le développement des énergies bas carbone. Ainsi, alors que la ville et les entreprises coopèrent pour déployer une stratégie d'énergie durable, dans le même temps, un nouveau port dédié aux plateformes et au commerce gaziers et pétroliers est en cours de construction. Or comme le regrette un urbaniste de la mairie « *le nouveau port ne respecte aucune consigne de gestion durable quant à son accès ou à l'utilisation des matériaux.* » Ces divergences témoignent de multiples conflits d'intérêts, entre les contraintes environnementales et l'histoire sociale et économique de la ville ; entre la pression pour la réduction des émissions de carbone et les revenus générés par l'industrie gazière et pétrolière ; entre les services développement durable de la ville et les autres services de la mairie. Ces contradictions influencent les processus de décision locaux. Selon un fonctionnaire de la ville « *l'industrie gazière et pétrolière est une bénédiction pour la ville si on pense aux revenus qu'elle génère et à ses savoir-faire mais c'est une malédiction dès que l'on envisage la réduction des émissions de carbone. Le moteur économique qu'elle représente est en opposition avec la politique environnementale et climatique même si les entreprises ici s'engagent vers une trajectoire bas carbone, leurs visées sont d'abord économiques avant d'être climatiques.* » Ces tensions peuvent rendre les processus d'acceptation des projets bas carbone d'autant plus difficiles parmi les acteurs publics et privés et parmi la population qui bénéficient de l'activité gazière et pétrolière.

Les obstacles politiques

La réalisation concrète du plan d'action en faveur de l'énergie durable (PAED) risque de se heurter à la difficulté d'obtenir un consensus politique pérenne. Certes l'assemblée locale actuelle y est plutôt favorable, mais les incertitudes électorales sont importantes. Une succession de coalitions fragiles (SNP – libéraux démocrates avant 2012) et de faibles minorités (travaillistes depuis 2012) a fragilisé les initiatives bas carbone en raison des controverses qu'elles ne manquent pas de provoquer. L'argument environnemental qui mise entre autres sur l'amélioration de la qualité de l'air est nettement moins vendeur pour les élus qui sont davantage intéressés par les arguments d'innovation, de compétitivité et de marché. Ils ont besoin de résultats concrets et tangibles à valoriser pendant la durée de leur mandat électoral. Or l'impact des politiques durables est difficilement mesurable dans cet horizon temporel. Bien que la politique bas carbone soit inscrite dans les documents d'urbanisme, les objectifs électoralistes peuvent constituer un frein à l'application d'une stratégie durable au sein de la ville. Aussi les décideurs politiques locaux oscillent-ils entre une stratégie bas carbone à long terme et une politique de soutien au secteur gazier et pétrolier à court terme. Il s'agit d'une part de saisir l'opportunité de la transition bas carbone mais dont les résultats sont encore difficilement mesurables. Il s'agit d'autre part de ne pas laisser échapper la manne financière que représente encore l'exploitation de la Mer du Nord. Des hésitations identiques traversent également la filière énergétique locale et témoignent par ailleurs des tensions qui caractérisent la politique énergétique écossaise et britannique. Une telle incertitude risque d'influencer négativement le degré d'acceptabilité sociale des divers projets mis en œuvre.

Quel modèle énergétique pour la ville d'Aberdeen ?

Contrairement à d'autres villes britanniques et écossaises, Aberdeen ne cherche pas à devenir fournisseur d'électricité à court terme. Elle a fait installer 900 panneaux solaires sur les bâtiments publics essentiellement pour profiter des mécanismes financiers et réduire sa facture d'énergie. En revanche, par le biais de la création de l'entreprise de services énergétiques AH&P, elle dispose d'un bras armé dans la fourniture de chaleur bas carbone issue de la cogénération. Une ferme solaire et une nouvelle centrale de cogénération fondée sur la valorisation des déchets sont encore au stade de l'étude.

Les installations de production d'énergie durable servent également les objectifs climatiques de la ville qui vise à réduire ses émissions de carbone de 20% d'ici à 2020. Un troisième volet de la stratégie de la mairie consiste à stimuler l'innovation et l'activité dans la filière énergétique locale. Il se traduit ainsi par des projets de recherche et développement dans le secteur de l'hydrogène pour le transport et dans le secteur de l'éolien offshore avec 11 turbines d'une capacité installée de 100MW, équivalent à la demande d'électricité de 65% des ménages de la ville.

A son objectif climatique s'ajoute une politique sociale de réduction de la précarité énergétique qui se matérialise également par des programmes d'efficacité et l'expérience d'un modèle d'entreprise sociale de fourniture de chauffage urbain. Ce dernier a permis de raccorder 1450 logements sociaux détenus par la mairie et de leur fournir une chaleur bas carbone issue de la cogénération à un prix abordable.

Aberdeen est une ville qui illustre la volonté de l'autorité locale à structurer un réseau d'acteurs locaux, public, privés, institutionnels, académiques et citoyens afin de valoriser les ressources locales en matière d'énergie propres. Cette démarche s'inscrit dans une stratégie de développement territorial bas carbone, approche paradoxale quand on connaît le poids de l'industrie gazière et pétrolière de la ville. Pour autant la mise en place d'un plan d'action en faveur de l'énergie durable coordonné par les services de la mairie constitue un nouveau cadre d'action dans lequel se sont engagés les diverses parties prenantes locales. L'objectif partagé vise

à développer une stratégie globale de réduction des émissions de carbone grâce au déploiement d'énergies bas carbone dans trois secteurs majeurs : la production d'électricité et de chaleur et les transports. Elle inclut également l'amélioration des performances énergétiques dans ces trois secteurs ainsi que dans celui du bâtiment grâce aux fonds mis à disposition par le gouvernement écossais.

Conclusion

Sous l'effet de la libéralisation des marchés et des régulations en matière d'énergies renouvelables, le marché de la production énergétique s'est peu à peu ouvert à une pluralité d'acteurs (particuliers, municipaux, communautaires). De nouvelles formes d'organisations apparaissent à l'instar des coopératives d'énergie, des entreprises à but non lucratif, des entreprises de services énergétiques, de la municipalisation des outils de production, ou encore d'une multitude de propriétaires individuels de capacités renouvelables. Les gouvernements locaux de leurs côtés construisent de nouvelles stratégies en s'appuyant sur les réseaux d'acteurs publics, privés et non publics. Ce faisant ils tentent de coordonner l'action publique territoriale dans le cadre défini par le centre (Cole 2007). En orientant le choix des infrastructures énergétiques urbaines ou rurales et de leur développement économique, les autorités locales conditionnent la réussite ou l'échec de la trajectoire bas carbone nationale. Elles sont les acteurs clés de la structuration de l'action publique locale autour de la territorialisation de la transition bas carbone. Dans ce cadre elles sont amenées à gérer une complexité nouvelle liée à la multiplication des compétences nécessaires, à l'implication d'une multitude d'acteurs aux différents échelons de la gouvernance et au besoin d'élaborer une stratégie locale intégrée sur des questions traitées jusqu'alors de manière sectorielle (Bridge et al. 2013). Elles y sont aidées par certaines régulations gouvernementales mais également par les réseaux européens et internationaux des villes, tels que le C40Group, la Convention des Maires, Transition Towns mouvement, Energy Cities, Smart cities etc. Ces initiatives commencent à prouver que des solutions renouvelables et décentralisées à l'échelle des villes et des territoires sont réalisables.

Toutefois, si une tendance à la décentralisation du modèle énergétique est en marche, il semble néanmoins prématuré de conclure à un changement durable de paradigme. De nombreux changements de régulation, de législation, de gouvernance et de financement ainsi qu'un pilotage politique à tous les niveaux de gouvernance sont nécessaires pour y parvenir. Or les décisions actuelles n'en prennent pas le chemin. Bien que dans les discours, les décideurs nationaux se déclarent favorables aux énergies décentralisées²⁸⁴, dans les faits les décisions du gouvernement britannique renforcent le modèle dominant centralisé. Si une stratégie britannique pour l'énergie citoyenne a été adoptée en 2014, elle ne s'est pas encore concrétisée et n'a pas levé les obstacles liés à la planification, au raccordement au réseau ni simplifié le système administratif, financier ou fiscal. En outre les tarifs d'achat dédiés aux petites installations jusqu'à 5MW ont certes permis l'émergence d'une pluralité d'acteurs dans le secteur des énergies renouvelables. Mais leur révision constante à la baisse et l'incertitude qu'elle fait peser sur les potentiels investisseurs locaux, municipaux, particuliers ou communautaires représente un frein important à un modèle décentralisé encore en devenir. De surcroît, le changement de règles au niveau européen visant à introduire davantage de concurrence dans le secteur renouvelable, la décision du gouvernement britannique d'arrêter prématurément le modèle d'obligations renouvelables et de le remplacer plus rapidement par le nouveau modèle de « contrat pour la différence » dédié aux grandes infrastructures contribue à pérenniser l'organisation centralisée du modèle énergétique. Seules les grandes entreprises ont les compétences nécessaires pour appliquer ces nouvelles règles complexes. Au-delà de la rhétorique qui promeut le pluralisme du marché de l'énergie, la réforme du marché électrique britannique de 2013 réaffirme, au contraire, la domination du modèle

²⁸⁴ Le ministre, Greg Barker a même annoncé vouloir passer « des Big 6 aux Big 60 000, <https://www.gov.uk/government/news/500000-investment-energies-renewable-energy-community-groups>

centralisé de l'énergie en mettant en place des modèles de financement favorables aux grandes installations « décarbonées » qui comprennent par exemple l'éolien en mer et le nucléaire.

Les autorités locales ne peuvent retrouver un peu de pouvoir dans le secteur énergétique que dans la mesure où les régulations gouvernementales les y autorisent et où les grandes entreprises qui dominent le marché laissent entrer de nouveaux concurrents de petite taille. Mais l'instabilité réglementaire et les changements incessants d'orientation affaiblissent leur confiance dans les investissements renouvelables (Hawkey, Webb 2014). Aujourd'hui la politique énergétique semble être davantage co-construite par l'Etat central et le marché qu'influencée par les modèles locaux alternatifs. Le contexte européen et britannique montre une certaine préférence pour le modèle centralisé plus facile à réguler et à contrôler. Pour l'instant, l'avenir des installations municipales et communautaires est incertain. Le modèle énergétique démocratique et décentralisé basé sur les énergies renouvelables est encore à écrire.

Bibliographie

- Aberdeen City Council, 2013a, *Income and earnings in Aberdeen City and Shire*, Briefing paper, 2013/02
- Aberdeen City Council, 2013b, *Business in Aberdeen City and Shire*, Briefing paper 2013/08
- Aberdeen City Council, 2015, *Behind the Granite. Aberdeen Key Facts 2015*
- Bale C., Foxon T.-J., Hannon M.-J, Gale W.-F., 2012, "Strategic energy planning within local authorities in the UK: a study of the city of Leeds", in *Energy policy*, 48, pp. 242-251
- Bridge G., Bouzarovski S., Bradshaw M., Eyre N., 2013, "Geographies of energy transition: space, place and the low carbon economy", in *Energy Policy*, 53, pp. 331-340
- Cole A., 2007, *La territorialisation de l'action publique au Royaume Uni*
- Community Planning in Aberdeen, 2013, *Deprivation in Aberdeen. An analysis of the Scottish Index of Multiple Deprivation 2012*, Briefing paper 2013/01
- Energy Saving Trust, 2015, *Community and locally owned renewable energy in Scotland at September 2015*, octobre
- Faucher-King F., Le Galès P. 2010, *Les Gouvernements New Labour. Le bilan de Tony Blair et de Gordon Brown*, Presses de Sciences Po
- Foxon T.-J., 2013, "Transition pathways for a UK low carbon electricity future", in *Energy Policy*, 52, pp. 10-24
- Hannon M.-J., Bolton R., 2015, "UK local authority engagement with the energy service company (ESCO) model, Key characteristics, benefits, limitations and considerations", in *Energy Policy*, 78, pp. 198-212
- Hannon M.-J., Foxon T.-J., Gale W.-F., 2013, "The Co-evolutionary relationship between energy service companies and the UK energy systems: implications for a low carbon transition", in *Energy Policy*, 61, pp. 1031-1045
- Hawkey D., Webb J., 2014, "District energy development in liberalised markets: situation UK heat network development in comparison with Dutch and Norwegian case studies", in *Technology analysis and Strategic management*, 26:10, pp. 1228-1241
- McEwen N., Bomberg E., 2014, "Sub-state climate pioneers : the case of Scotland", in *Regional and Federal studies*, 24 :1, pp. 63-85
- McGarvey N., 2012, "Expectations, assumptions and realities: Scottish Local Government Post-Devolution", in *The British Journal of Politics and International Relations*, vol. 14, pp. 153-174

O’Herlihy & Co. Ltd., 2014, *Employment in Renewable Energy in Scotland 2013*, Glasgow, January

Paun A., Hazell R., 2009, *Centralised power and decentralised politics in the devolved UK*, UCL

Pinson G., 2009, *Gouverner la ville par projet*, Paris, Presses de Sciences Po

Reynolds L., 2015, “Scales of justice: democracy and distributed energy”, *Conférence IEA*, Paris, 25 septembre 2015

Scharpf F.-W., 1999, *Governing in Europe: effective and democratic*, Oxford University Press

Schnapper P., 2015, « Peut-on gouverner équitablement le Royaume-Uni après la dévolution ? », *P@ges Europe*, La documentation française, 18 mars

The Scottish Government, 2009, *Guidance to local authorities on Fuel poverty*

The Scottish Government, 2015, *2020 Routemap for renewable energy in Scotland – update*, 17 septembre

Webb J., 2015, “Improvising innovation in UK urban district heating: the convergence of social and environmental agendas in Aberdeen”, in *Energy Policy*, 78, 265-272

Sites internet

Directorate for planning and environmental appeals – DPEA <https://www.dpea.scotland.gov.uk/>

Community Energy Strategy Scotland <http://www.gov.scot/Resource/0045/00457876.pdf>

Scottish Renewables <https://www.scottishrenewables.com/>

The Scottish government <http://www.gov.scot/Topics/Business-Industry/Energy>

Climate Change (Scotland) Act 2009 <http://www.legislation.gov.uk/asp/2009/12/contents>

Le Brandebourg (Allemagne)

Gilles Lepasant

Synthèse

- Le *Land* du Brandebourg est emblématique de la transition énergétique allemande dans le sens où il préserve le charbon (les mines de lignite situées dans le sud-est du Land génèrent plusieurs milliers d'emplois) tout en s'affirmant comme un *Land* précurseur en matière d'EnR. Il est ainsi un des *Länder* les plus ambitieux et les plus avancés en matière d'énergie éolienne.
- À ce titre, le cas du Brandebourg fournit des enseignements utiles quant aux facteurs qui déterminent l'acceptabilité des parcs éoliens. Il permet également de mesurer toutes les implications du "régime administratif privilégié" accordé aux parcs éoliens en vertu duquel les politiques ont une marge de manœuvre limitée pour empêcher l'implantation d'éoliennes.
- La judiciarisation croissante du secteur de l'éolien a placé les tribunaux plus que les élus locaux au cœur du processus de décision. Les tarifs d'achat (définis à l'échelle nationale) et la législation (principalement nationale) ajoutés à la géographie du Land expliquent bien davantage la multiplication des parcs éoliens qu'un supposé engouement des élus locaux et régionaux pour les énergies renouvelables.
- Face aux manifestations de mécontentement, le *Land* de Brandebourg met toutefois en exergue depuis l'adoption de sa « Stratégie énergétique 2030 » la notion d'acceptabilité et a multiplié les initiatives innovantes permettant d'intégrer autant que possible les citoyens à la mise en œuvre de la politique énergétique du Land.
- Le cas du Brandebourg permet également d'éclairer les vertus et les limites du modèle allemand de la transition énergétique allemande, caractérisée notamment par une multitude d'initiatives locales novatrices allant de la coopérative à la quête d'autarcie en passant par des associations originales entre associations, municipalités et acteurs privés.
- Néanmoins, si les citoyens ont joué un rôle majeur dans la transition énergétique allemande, la plupart des parcs éoliens installés dans le Brandebourg le sont par des développeurs et des investisseurs privés originaires d'autres régions et parfois revendus plusieurs fois à des investisseurs institutionnels. En somme, l'essor de l'éolien dans le Brandebourg s'inscrit dans une tractation entre des propriétaires fonciers en quête de ressources supplémentaires (dans une région défavorisée et en déclin démographique) d'une part et des investisseurs en quête de revenus sur 20-25 ans d'autre part.
- Enfin, dans le cas du Brandebourg, la crédibilité du discours favorable à la lutte contre le changement climatique est affectée par l'absence d'une stratégie qui énoncerait les étapes et le but final de la transition. Il conviendrait pour cela d'établir une date pour l'arrêt de l'activité minière, d'engager une reconversion de la région concernée et de reconnaître ainsi – autre enseignement que le cas du Brandebourg invite à méditer - que la transition énergétique est aussi économique et sociale.

Introduction

Le *Land* du Brandebourg (région peu densément peuplée située dans l'ex-RDA et qui entoure la ville de Berlin) est emblématique de la transition énergétique allemande dans le sens où il préserve le charbon (les mines de lignite situées dans le sud-est du Land génèrent plusieurs milliers d'emplois) tout en s'affirmant comme un *Land* précurseur en matière d'EnR. Il est ainsi un des *Länder* les plus ambitieux et les plus avancés en matière d'énergie éolienne (il est le deuxième *Land* allemand en termes d'éoliennes installées) alors même que cette technologie est la plus controversée sur le plan de son acceptabilité sociale.

À ce titre, le cas du Brandebourg fournit des enseignements utiles quant aux facteurs qui déterminent l'acceptabilité des parcs éoliens. Des paramètres peu prégnants dans d'autres études de cas y apparaissent significatifs comme la « concurrence » entre l'énergie éolienne et l'exploitation minière bon marché dans la même région, les retombées économiques inégales entre propriétaires fonciers et collectivités locales ou encore les ressentiments hérités de la réunification et réactivés par les investissements originaires pour l'essentiel le fait de firmes ouest-allemandes.

Plus généralement, cette étude explicite les enjeux et le rôle des différents acteurs dans la valorisation de l'énergie éolienne par le *Land* et par les communes en mettant l'accent sur les innovations à l'œuvre aux différentes échelles de gouvernance.

Les défis de la transition énergétique à l'échelle du Land de Brandebourg

Gérer le succès du charbon

Adossé à une activité minière importante, le Brandebourg résume un des défis de la transition énergétique allemande : comment faire accepter des énergies renouvelables qui induisent des coûts élevés quand le charbon fournit une énergie bon marché et est soutenu par les autorités ?

Le charbon et le lignite jouent un rôle particulier dans les représentations en Allemagne, ces ressources ayant donné au pays la matière première d'un développement industriel dynamique depuis 150 ans. Dans le sud-est du Brandebourg, la longue histoire de l'exploitation du lignite procure un sentiment de fierté (la région ne fournissait-elle pas l'énergie de la capitale au temps de la RDA ?), des salaires élevés alors même que les activités productives alternatives disponibles sur place sont limitées.

À ce contexte socio-politique s'ajoute une conjoncture internationale favorable au charbon. La rentabilité des centrales allemandes à gaz a chuté par rapport aux centrales à charbon en raison des évolutions opposées du prix de ces deux matières premières (Girardé et al., 2014) : le prix à l'import du gaz en Europe a doublé entre 2005 et 2012, le marché du charbon a connu une baisse de prix considérable (-40 % entre 2011 et 2013 en Europe), en raison de la demande chinoise moins forte qu'anticipée et de la hausse de la production des principaux exportateurs (Indonésie, Australie, Colombie).

Cette évolution du prix des matières premières n'a pu être contrecarrée par le signal prix structurellement faible du marché de CO₂ européen. Il faudrait un prix de l'ordre de 45 à 50 euros/tonne de CO₂ pour restaurer la compétitivité du gaz face au charbon. Il est actuellement à moins de 5 €. La hausse des exportations américaines de charbon suite à l'essor du gaz de schiste n'explique, elle, qu'un faible part de la dynamique observée en Allemagne. L'accroissement des exportations américaines ne représente que 12 % de la hausse des échanges sur le marché mondial (AIE 2013). Au final, les 2 « perdants » de la transition énergétique allemande sont pour l'heure le

pétrole et le nucléaire (dont la part dans la consommation d'énergie décline rapidement) tandis que le charbon voit son rôle s'effriter légèrement et le lignite demeurer à un niveau stable.

Le Brandebourg est l'un des principaux Länder pour la production de lignite, une roche intermédiaire entre la tourbe et la houille, composée de 65 à 75 % de carbone. Dans la mesure où le lignite contient à l'état naturel un pourcentage d'eau élevé (50 %), son transport est onéreux. Dans sa quasi-totalité, ce combustible à bas prix (moins de 25 €/tonne) est brûlé sur place dans des centrales produisant de l'électricité en base, fournissant le substitut le plus économique aux centrales nucléaires. Son utilisation est donc limitée aux alentours immédiats des exploitations.

Si les réserves paraissent en l'état considérables, les dégâts environnementaux sont significatifs. Les mines à ciel ouvert sont exploitées sur de vastes surfaces, ce qui oblige à condamner les cultures et à déplacer des populations dans l'attente d'éventuelles réhabilitations des terrains. Conséquence : les mouvements de protestation s'intensifient sans pour autant affecter la politique des autorités régionales. La contradiction est ainsi patente dans leur discours entre leurs ambitions environnementales mises en avant et le consentement donné à toute demande d'extension des mines.

Outre les emplois induits par l'activité minière (9 000 emplois directs), les autorités présentent le lignite comme une technologie intermédiaire, nécessaire avant que les EnR ne puissent dominer le mix énergétique. Elles soutiennent également que l'innovation technologique pourrait à terme réduire les dégâts provoqués par le charbon et qu'en conséquence, il convient de donner une visibilité aux acteurs économiques pour financer la R&D. Pour cette raison, le Land refuse de considérer le lignite comme condamné (le contrat de coalition envisage une fin du charbon pour 2040) et cofinance un test de capture du carbone. Ce dernier suscite le mécontentement des populations locales qui ne manquent pas de rappeler qu'une expérience similaire a été initiée dans le Schleswig-Holstein avant que les protestations de la population ne conduisent les autorités à y mettre un terme. En outre, lors du débat précédant la redéfinition de la politique allemande en matière d'EnR, le Land s'est associé aux Länder de Saxe, Saxe-Anhalt et de Thuringe pour adresser une lettre à la Chancelière lui demandant instamment de « ne pas affaiblir la compétitivité de l'exploitation charbonnière ».

Cette approche va à l'encontre de l'opinion publique allemande et brandebourgeoise. Différents sondages indiquent ainsi que 73% des Brandebourgeois et 88% des Allemands refusent la mise en service de nouvelles mines. 79% des Brandebourgeois et 87% des Allemands seraient favorables à la fin du charbon d'ici à 2030 au plus tard. La scène politique est également divisée, une ligne de fracture traversant même le parti Die Linke. Autant le Parti, à l'image des habitants de la région, refuse tout prolongement des exploitations, autant les 4 Ministres qui le représentent au sein du gouvernement ont soutenu le plan de développement de l'activité minière. L'argument avancé est qu'il serait irresponsable de fragiliser la coalition mise en place avec le SPD et de provoquer des difficultés économiques et sociales supplémentaires dans le Land.

Cette approche des autorités régionales tend néanmoins à diverger de la stratégie du principal acteur économique de la région minière. À la suite de la victoire des socio-démocrates aux élections législatives en Suède en 2014, l'énergéticien Vattenfall (entreprise détenue à 100% par l'État suédois) qui possède l'essentiel des actifs miniers dans le Brandebourg annonça en effet un revirement de sa stratégie. Le groupe décida d'accorder la priorité à l'atténuation du changement climatique et de se délester par conséquent de ses actifs dans le secteur du charbon, dont ceux du Brandebourg.

Ce revirement stratégique de la part de l'entreprise place ainsi les pouvoirs locaux et nationaux devant les conséquences de leur engagement en faveur de la transition énergétique. Tirant les

enseignements de ce choix sur leur modèle économique, un nombre croissant d'acteurs économiques comme Vattenfall mais aussi E.ON, Siemens, Enel restructurent leur portefeuille d'activité en faveur des EnR et des réseaux intelligents, au détriment d'activités jugées peu rentables et mauvaises pour leur image sur le long-terme.

Dès le revirement stratégique de Vattenfall rendu public, les responsables du Land ainsi que le Ministre fédéral de l'économie engagèrent des négociations avec l'énergéticien et le gouvernement suédois afin d'obtenir un réexamen de cette décision. Si aucune solution durable n'est encore en vue, ces initiatives du Land (relayées par le Bund) témoignent d'une attitude ambivalente à l'égard de la transition énergétique. D'une part, les énergies renouvelables sont soutenues, y compris au moyen d'investissements conséquents en matière d'innovation technologique, d'autre part, aucune stratégie de sortie de l'activité minière n'est envisagée. Entre la lutte contre le changement climatique et la préservation de l'emploi, l'arbitrage est favorable à cette dernière.

Atteindre des objectifs plus ambitieux que ceux du Bund

Si le Brandebourg a l'image d'un *Land* producteur d'énergie, c'est principalement en raison de ses importants gisements de lignite et de ses centrales au charbon. Pourtant, ce territoire est aussi la deuxième région allemande en nombre d'éoliennes installées (plus de 3 000 en 2014). Il abrite l'une des plus grandes fermes photovoltaïques d'Europe et a obtenu en 2008, 2010, 2012 la première place dans le classement des régions allemandes les plus dynamiques dans leur politique de soutien aux énergies renouvelables²⁸⁵. À terme les objectifs sont à l'image de la transition énergétique allemande : ambitieux. La stratégie 2030 prévoit que d'ici cette date :

- la consommation énergétique finale sera diminuée de 23% par rapport à 2007,
- la consommation d'énergie primaire sera, elle, diminuée de 20%.
- les émissions de CO2 seront réduites de 25 millions de tonnes (soit une réduction de 72% par rapport à 1990²⁸⁶)
- la consommation électrique de l'ensemble de la région Berlin-Brandebourg sera couverte à hauteur de 80% par l'énergie éolienne (en 2014, le taux était de 30%).

Le Brandebourg dispose d'atouts pour accueillir de nombreux parcs éoliens. Les gisements de vent y sont importants, la densité démographique y est faible et le tissu économique a été déstructuré à la suite de la réunification (le PIB/habitant était en 2013 de 23,751 € dans la région contre 33,355 € pour l'Allemagne dans son ensemble). Dans ce contexte, afficher une stratégie ambitieuse en matière d'énergies renouvelables doit contribuer à la diversification industrielle de la région tout en prolongeant la tradition énergétique du Land. Le Land a en effet inscrit le développement de l'énergie éolienne dans une tradition tout en s'affichant comme un pionnier par rapport à d'autres Länder.

Il présente le charbon comme une « technologie-passerelle » (Brücken-technologie) pour justifier son soutien actuel à l'activité minière et encourage parallèlement le développement de l'éolien. Difficile pourtant de préciser le rôle précis que jouent les autorités en la matière. Si le discours est volontariste, le soutien à l'innovation probant, les difficultés croissantes en matière d'acceptabilité ont suscité une certaine prudence de la part des responsables politiques. Surtout, l'établissement des parcs éoliens échappe pour l'essentiel à la tutelle du Land et résulte avant tout d'une conjonction heureuse entre des tarifs d'achat nationaux élevés propres à attirer les investisseurs, une législation nationale en matière d'aménagement du territoire favorable à l'éolien et cette abondance d'espaces disponibles qui caractérise le Brandebourg (voir ci-après).

²⁸⁵ Classement effectué par l'Agence allemande des énergies renouvelables.

²⁸⁶ À l'échelle du pays, l'objectif est une réduction de 55%.

Gérer le défi de l'acceptabilité

Si en Allemagne la hausse des prix de l'électricité n'a pas provoqué un retournement de l'opinion contre l'essor des énergies renouvelables, l'opposition aux installations d'énergie renouvelable progresse dans certains Länder, notamment dans le Brandebourg. Dans ce Land, les mouvements de protestation se multiplient (Keppler et al., 2008). Une enquête indiquait en 2009 que 93% des habitants du Land jugeaient la valorisation des énergies renouvelables importante mais que 65% seulement des sondés accepteraient une installation à proximité de leur domicile. Dans aucun autre Land, ce chiffre n'était aussi bas. L'acceptabilité est particulièrement faible dans les cas du biogaz (39%) et de l'énergie éolienne (44%). Elle n'est élevée que pour l'énergie solaire (Ministère de l'économie du Brandebourg, 2012). Dans la région minière de Lusace-Spreewald, Keppler et al. (2006) constatent l'absence d'hostilité à l'égard des EnR mais un scepticisme marqué quant à leurs capacités à induire autant d'emplois que l'exploitation du lignite. Schöbel (2008) constate, lui, dans la région Havelland-Fläming que 80% de la population voit dans les éoliennes un facteur de dégradation des paysages. La moitié des habitants vivant près de l'une d'entre elles se déclare dérangée par sa proximité.

Des initiatives citoyennes se sont constituées, telles que « Rettet Brandenburg » qui chapeaute environ 80 mouvements de protestation en 2015 à travers le Land (Becker et al., 2012). Aucune enquête sociologique n'est disponible qui permettrait de préciser le profil des opposants à l'éolien. « L'opposant type – explique un fonctionnaire du Land – a 50 ans ou plus, a quitté Berlin récemment et ne supporte pas que la campagne ne corresponde pas à l'idée qu'il s'en faisait ». De même, les arguments les plus récurrents ne sont pas recensés de manière précise, ce qui limite les possibilités de fournir un tableau détaillé des particularités de l'opposition aux éoliennes dans la région. Les échos de la presse locale et les entretiens conduits sur place permettent néanmoins de relever quelques caractéristiques de ce mouvement anti-éolien (au-delà des récriminations les plus fréquentes formulées par certains riverains et relatives au bruit et aux émissions d'ultra-sons).

Les éoliennes nuisent aux paysages. Cette perception est répandue parmi les anti-éoliens dans le Brandebourg comme en témoigne le fait que la plupart des associations portent le nom de régions historiques ou paysagères. À l'attachement aux paysages s'ajoute un argument économique : face aux difficultés de l'industrie locale et au déclin démographique de certaines communes, l'attractivité touristique devient l'unique perspective de développement. Dans ce contexte, la multiplication des éoliennes risque selon certains mouvements de protestation de mettre en péril la spécificité des paysages locaux. De ce point de vue, le relief de plaine du Brandebourg ajouté à la concentration des équipements sur des périmètres précis (certains parcs éoliens comptent une trentaine de machines) accroît la visibilité des éoliennes et dramatise par conséquent la question de l'acceptabilité. Si la littérature abonde d'exemples de revitalisation de zones rurales grâce aux EnR (OCDE, 2012), d'autres arguments émergent dans le Brandebourg. L'idée que les zones rurales, déjà confrontées au déclin économique et démographique, sont reléguées au rang de sites de production d'énergie sans bénéfice pour la collectivité et sans participation démocratique revient ainsi régulièrement.

Les opposants à l'éolien reprochent notamment au processus de planification de ne pas prévoir une implication suffisante des citoyens en amont. Ces derniers n'auraient pris sur le processus décisionnel qu'au terme du processus de planification. L'information des citoyens serait en outre très formelle et peu accessible, par sa forme et par les moyens de communication utilisés, aux citoyens concernés. En somme, le sentiment d'être tenu à l'écart du véritable processus de prise de décision est mis en avant. De leur côté, les bureaux régionaux de planification font valoir qu'ils ont le devoir d'enregistrer les plaintes des citoyens et d'y répondre.

Au-delà de cet argument, l'aspiration des citoyens à être entendus dans l'aménagement de leur territoire après plusieurs décennies caractérisées par l'absence de démocratie locale et par une destruction de certains paysages dans le sud du Land joue un rôle dans le Brandebourg. L'argument selon lequel la puissance publique reproduit les mêmes comportements que durant la période communiste à l'égard des citoyens, systématiquement écartés des processus décisionnels, est fréquemment repris. Dans le cas du développement de l'éolien, l'amertume se nourrit par ailleurs d'un sentiment que le Land, contrairement aux apparences, a perdu la main sur la transition énergétique. Un des opposants à l'éolien explique ainsi : « Nous avons assez d'énergie avec le charbon et nous produisons toujours plus pour les autres Länder. D'un côté, il y a la politique du Bund, les subventions, les tarifs d'achat, de l'autre le lobby éolien avec ses armées de juristes. Et le gouvernement régional dans tout ça ? La vérité, c'est qu'il a perdu le contrôle de cette politique ».

Dans ce Land où le parti *Die Linke* dispose d'une base électorale importante (20,6% aux élections de septembre 2014), la nostalgie pour une campagne vierge d'éoliennes se nourrit d'une nostalgie pour la période communiste. Un retraité investi dans l'animation d'une association anti-éolienne rapporte ainsi : « Cette région est un havre de paix. Vous n'avez pas de villes. Rien que des villages où l'on se connaît et où l'on s'est toujours entraidé mais voilà, ce paysage est désormais massacré par la loi du profit et l'argent des investisseurs dresse les habitants les uns contre les autres »²⁸⁷.

La critique vise principalement les développeurs. « Tout se décide entre les propriétaires fonciers et les développeurs. Dès qu'un terrain a une chance de devenir zone de développement de l'éolien, les tractations commencent. On négocie en toute opacité. Le maire est parfois dans la combine, parfois à l'écart. Puis la zone est décrétée éligible à l'éolien. C'est parti pour le chantier. Les éoliennes sont construites, puis revendues 2, 3 fois à des spéculateurs. Pendant ce temps, le propriétaire encaisse l'argent. Bien souvent, l'enfer commence pour lui. Imaginez dans nos petits villages le gars qui gagne à la loterie de l'éolien ! Tout le monde lui tombe dessus. Alors, parfois, il crée un système pour arroser les autres mais le plus souvent, il garde tout pour lui et c'est ainsi que ses voisins regrettent la RDA ».

De fait, les bénéficiaires sont pour l'essentiel les propriétaires des terrains sur lesquels les développeurs installent les éoliennes. Ces derniers négocient des baux dont la teneur varie d'un cas à l'autre mais qui rapporte entre 30 000 et 40 000 € par éolienne et par an . Parfois, le parcellaire est morcelé, les propriétaires paysans ou retraités. Dans ce cas, les bénéficiaires sont nombreux, locaux et disposent d'un supplément de revenu substantiel pour une durée minimale de 20 à 25 ans. Néanmoins, dans le Brandebourg, certaines parcelles sont de taille considérable et sont la propriété d'acquéreurs ouest-allemands (qui ont investi dans l'ex-RDA peu après la réunification) ou de descendants de familles aristocratiques. Dans ces cas, les riverains subissent les nuisances des éoliennes tandis que les propriétaires installés à l'Ouest de l'Allemagne perçoivent les bénéfices financiers des installations.

Les récriminations à l'encontre de la réunification allemande sont ainsi réactivées par le débat relatif aux éoliennes. Selon un opposant à l'éolien, « on a offert sur un plateau notre économie à ces investisseurs de l'Ouest. La Treuhand a tout liquidé en prétendant que nous n'avions rien créé d'utile. Les agriculteurs disparaissent. Les industries ont fermé. Non seulement, ils se sont servis mais en plus, ils utilisent nos terres pour – avec nos impôts qui alimentent les subventions – s'enrichir en détruisant nos paysages ».

L'idée que les développeurs ont créé un rapport de force qui leur est favorable revient régulièrement chez les opposants à l'éolien. Il est corroboré par un fonctionnaire du Ministère de

²⁸⁷ Entretien avec l'auteur, octobre 2015.

l'économie : « Je ne serais pas surpris d'apprendre que la majorité des salariés présents dans les bureaux des développeurs de la région sont des juristes. Le droit de l'énergie s'est énormément compliqué ces dernières années. Soyons clairs : nous n'avons pas, au niveau du Land, les juristes compétents qu'il nous faudrait car nous ne pouvons pas nous les offrir ».

Autre argument mis en avant par les opposants : le Brandebourg est devenu exportateur d'énergie et doit pourtant subir les éoliennes pour approvisionner des Länder qui n'en veulent pas. « Le canton de la Marche consomme 1,6 GWh/an d'électricité » explique une membre de l'association Vernunftkraft « mais produit 4 fois plus ».

Quelle audience ont les opposants à l'éolien ? Le nombre élevé d'initiatives citoyennes ne signifie pas pour autant qu'une vaste mobilisation publique se soit organisée. Les manifestations des opposants à l'éolien sont rares et ne rassemblent quasiment jamais plus d'une centaine de personnes. Le responsable d'une des initiatives citoyennes a son explication : « les habitants n'osent rien dire même s'ils ne peuvent plus dormir la fenêtre ouverte. Ils se disent que la Stasi sera à leur porte demain matin s'ils protestent. Quant aux électeurs des villes, ils se moquent des éoliennes. Ils trouvent cette politique stupide mais ils ne voteront pas en fonction de ce sujet. Nous, nous les avons tous les jours près de nous mais nous ne sommes représentés nulle part ».

En définitive, l'hostilité aux éoliennes ne se traduit ni par des manifestations d'envergure, ni par une évolution du paysage politique (à l'exception de l'AfD qui relaie les arguments des opposants à l'éolien dans une stratégie plus large visant à agréger les mécontentements les plus divers). Elle apparaît dans les sondages (au regard des autres régions allemandes), dans les réclamations adressées aux bureaux de planification lors des phases de consultation de la population et dans le nombre d'associations créées. Selon un fonctionnaire du Land, « Les opposants à l'éolien ne sont majoritaires dans aucune région mais ils sont très mobilisés. Pour être élu ou réélu, mieux vaut pester contre les éoliennes ». Pour autant, la montée en puissance des énergies renouvelables dans le Brandebourg n'a pas suscité que des conflits et des divisions au sein de la population. Elle a aussi donné lieu à des innovations dans l'action politique du Land et surtout dans l'appropriation par les communes de la question énergétique sans que la question de l'acceptabilité paraisse pour autant être résolue.

Le rôle du *Land* dans le système de gouvernance

La planification territoriale de l'énergie éolienne est déterminée par la régulation nationale

En matière de développement de l'éolien, le Land peut s'appuyer sur deux documents, une « Stratégie énergétique 2030 » (voir plus haut) qui n'a guère de force juridique et le plan d'aménagement du territoire pour l'ensemble de la région Berlin-Brandebourg officialisé en 2009, invalidé par la justice en 2014 avant d'être de nouveau en vigueur en juin 2015. Ce plan ne précise néanmoins pas les zones éligibles à l'éolien, celles-ci étant établies par les régions de planification (Regionalen Planungsgemeinschaften) qui sont au nombre de 5 dans le Brandebourg. Une région de planification dispose de sa propre personnalité juridique et compte entre 5 et 10 employés qui ne sont pas des fonctionnaires du *Land*. L'organe décisionnel est une assemblée qui se réunit 1 à 3 fois par an et où sont représentés les Kreise ainsi que les villes de plus de 10 000 habitants. La région de planification a entre autres pour responsabilité l'adoption du plan délimitant les zones éligibles à l'énergie éolienne. Elle procède pour cela par élimination, la prise en compte des différents volets de la législation du Bund et du Land (relative aux espaces protégés, aux nuisances sonores, aux radars de l'Armée et des services de météo, etc.) permettant de circonscrire peu à peu les territoires interdits à l'éolien.

Les espaces résiduels constituent des zones à l'intérieur desquelles des éoliennes peuvent être implantées. Il s'agit de territoires pour lesquels la région de planification n'a constaté aucune objection juridique à opposer à l'implantation d'éoliennes. Les territoires non inclus dans ces espaces sont dans le cas du Brandebourg (d'autres régions de planification ont une approche différente) interdits aux parcs éoliens. Le plan régional est ainsi moins une déclinaison de la stratégie du Land qu'un document qui a délimité, sur la base de la législation en vigueur, les zones autorisées pour l'implantation d'éoliennes. Au final, la marge de manœuvre de l'Assemblée d'élus est limitée.

Lors de la préparation du plan, les élus locaux du Brandebourg plaident certes le plus souvent pour une approche restrictive, l'hostilité de la population à l'égard des éoliennes ne cessant de s'affirmer. De leur côté, les régions de planification recherchent un compromis car élaborer un plan trop restrictif les exposerait à des recours en justice intentés par les investisseurs. Exiger une distance minimale importante entre les éoliennes et les habitations est ainsi risqué, à moins que le Land ait légiféré en la matière. À la suite de pressions de la Bavière, cette possibilité a été concédée par le Bund aux Länder en 2014 pour la période allant jusqu'au 31 décembre 2015. Le gouvernement bavarois a exploité cette possibilité et a fixé la règle 10H. Début 2015, le gouvernement du Brandebourg annonça, lui, qu'il n'adopterait pas une disposition similaire. « Une telle règle signifierait quasiment l'arrêt de l'éolien sur notre territoire et le renoncement à notre objectif d'y consacrer 2% de notre territoire » explique un fonctionnaire du Land de Brandebourg. « En ce sens, la Bavière ne nous a pas rendu service. Si un autre Land, limitrophe du nôtre prenait une telle disposition, la pression politique deviendrait intenable ».

La cartographie dressée par les régions de planification facilite l'implantation des parcs éoliens. Si les investisseurs ne sont pas pour autant dispensés de solliciter les autorisations de la part des administrations concernées, les procédures sont plus rapides en présence d'un plan régional et les projets hors des zones prévues sont rapidement écartés par les administrations chargées d'instruire les dossiers. Pourtant, ces plans ne sont pas toujours dans la pratique ces outils de pilotage de l'éolien qu'ils devaient être lorsqu'ils furent introduits dans la législation en 2003. L'idée du législateur était alors d'encadrer davantage l'implantation des parcs éoliens et de limiter ainsi les opportunités offertes au secteur de l'éolien par la réforme du code de l'urbanisme de 1997 (voir ci-après). Dans les faits, ces plans exigent du temps (au minimum 3 ans), peuvent se heurter à des désaccords entre élus qui retardent leur adoption et peuvent être invalidés par la justice. Dans le Brandebourg, seules 2 des 5 régions de planification disposaient ainsi d'un plan entériné en juillet 2015. En l'absence de plan, les règles du code fédéral de l'urbanisme tel qu'il fut réformé en 1997 s'appliquent.

L'article 35 modifié en 1997 du code fédéral de l'urbanisme accorde un régime administratif privilégié aux éoliennes. Leur construction doit être autorisée en dehors de toute zone non urbanisée du territoire dès lors qu'elle ne porte pas préjudice à l'intérêt général et qu'elle n'a pas de conséquences dommageables pour l'environnement, les sites protégés, les radars, etc. En 1998, cette disposition a été amendée, le code fédéral précisant qu'une implantation porte atteinte à l'intérêt général lorsqu'un plan régional ou un plan municipal prévoyant l'édification d'éoliennes sur d'autres parties du même territoire a été adopté. Dans le cadre d'un plan d'occupation des sols municipal (Flächennutzungsplan) ou à défaut d'un plan de quartier (Teilflächennutzungsplan), la commune peut donc prévoir une zone dédiée aux éoliennes afin d'éviter une dispersion excessive des installations. En 2002, le Tribunal administratif fédéral précisa toutefois que les communes ne peuvent empêcher l'installation d'éoliennes sur la totalité de leur territoire, le principe du régime administratif privilégié accordé par le code fédéral de l'urbanisme étant dans ce cas enfreint. Plus généralement, une commune ne peut imposer des restrictions qui ne seraient pas justifiées au regard de la législation, la seule expression démocratique du Conseil municipal pour s'opposer à l'implantation d'éoliennes ne suffisant pas. Au final, des communes déterminées à limiter les

possibilités d'implanter des éoliennes peuvent être attaquées en justice par des développeurs (dans le Brandebourg, ce fut le cas de la commune de Beelitz en 2015).

Ce cadre législatif très favorable aux parcs éoliens ajouté aux tarifs d'achat généreux prévus par l'EEG et aux faibles densités démographiques du Land a provoqué un afflux d'investisseurs dans le Brandebourg. Dans la mesure où le Land n'a pas introduit de règles restrictives (à l'inverse de la Bavière), les régions de planification comme les communes sont dépourvues de moyens pour limiter l'implantation d'éoliennes. Le primat du juridique est-il pour autant déploré ? Certains élus locaux exigent du Land une révision de la législation sur le modèle de la Bavière mais votent les plans régionaux préparés. Ces derniers créent en effet un cadre qui permet aux maires de s'exonérer de toute responsabilité dans l'implantation d'éoliennes. En outre, les élus représentés à l'Assemblée de la région de planification ne sont pas nécessairement les plus concernés par la croissance du nombre d'éoliennes. En effet, les maires représentés dans l'Assemblée sont ceux des villes de plus de 10 000 habitants tandis que les zones les plus propices à l'implantation d'éoliennes sont les communes rurales, lesquelles n'ont guère voix au chapitre. Dans la périphérie de Berlin, les centres urbains sont ainsi dans les environs de la capitale tandis que les parcs éoliens les plus nombreux sont à la périphérie. Quant aux autorités du Land, elles s'assurent que les objectifs de la « Stratégie énergétique 2030 » sont pris en compte par les régions de planification de même que la législation régionale relative aux espaces protégés. Toutefois, l'autonomie dont bénéficient ces régions de planification permet au Land de s'exonérer des conséquences concrètes de ses priorités énergétiques.

« Le Land comme les communes se déchargent sur nous de la responsabilité qui devrait être la leur d'autant plus volontiers qu'ils sentent l'opinion de plus en plus hostile aux éoliennes » explique ainsi le responsable d'une région de planification. « Nous avons 800 réclamations lors de notre première tentative de constituer un plan en 2003. Nous en avons 6 000 en 2014 et nous savons qu'à peine adopté, notre plan sera attaqué en justice ». Si le plan a été constitué après consultation de toutes les autorités administratives dont l'avis favorable conditionne l'implantation d'éoliennes, certaines dispositions sont en effet imprécises. À titre d'exemple, l'exclusion de tout parc éolien dans des territoires ayant une valeur paysagère spécifique est certes prônée par le Ministère de l'environnement du Land mais l'argument peut être perçu par un Tribunal comme une entrave infondée au développement de l'éolien. Cette judiciarisation du secteur de l'éolien ne garantit pas nécessairement une visibilité parfaite pour les investisseurs tant la jurisprudence ne cesse d'évoluer en la matière et diffère d'un Land à l'autre.

En définitive, les options adoptées en matière de législation et les tarifs d'achat élevés ont permis une forte croissance du nombre d'éoliennes en quelques années dans le Brandebourg sans que cette dynamique puisse être assimilée à un progrès de la décentralisation et de la démocratie locale. Certes, les sites de production d'électricité se multiplient mais l'essentiel de la production est injectée dans le réseau et non consommée localement. Surtout, ce sont les règles fixées par le Bund en matière de tarifs d'achat et de droit de l'urbanisme qui ont largement contribué à la montée en puissance de l'énergie éolienne même si tous les Länder partagent officiellement l'ambition d'une transformation du secteur de l'énergie et si de nombreuses municipalités ont innové (voir plus bas).

Le processus de planification territoriale associe certes les citoyens à la prise de décision (voir plus bas) mais l'expression démocratique est limitée par la décision prise le Bund de rendre toute implantation d'éolienne a priori autorisée tant qu'elle ne contrevient pas expressément à l'intérêt général. Si cette approche a permis une multiplication du nombre des éoliennes, les acteurs du secteur sont tout aussi critiques que les opposants à l'éolien, du moins dans le Brandebourg. Ils déplorent à la fois l'insécurité juridique, l'interdiction absolue d'implanter une éolienne hors des zones cartographiées par les régions de planification et la lenteur des procédures. Or, l'objectif

énoncé par le Land d'atteindre une production d'électricité de l'ordre de 10.500 MW grâce aux éoliennes d'ici à 2030 implique la construction d'environ 130 machines par an dans la région (BWE, 2014).

L'acceptabilité au cœur de la politique du Land

Depuis l'adoption de sa « Stratégie énergétique 2030 », le Land de Brandebourg met en exergue la notion d'acceptabilité, celle-ci étant définie comme « un processus permettant de construire un dialogue direct » (Ministère de l'économie du Brandebourg, 2012). Un dialogue est développé largement en amont de l'installation d'éoliennes à l'échelle des régions de planification. L'idée partagée par les responsables du Land est que les mécanismes de consultation prévus par la législation ne suffisent pas. « Se limiter au droit est impossible. Nous travaillons sur 4 étapes successives : information, consultation, coopération, participation à la prise de décision. Il faut aussi souvent que possible aller jusqu'à ce stade » explique ainsi un fonctionnaire. Les associations d'opposants ne semblent que modestement convaincues par cette approche du Land en matière d'acceptabilité. « La politique de dialogue, de médiation du Land consiste à nous inviter à discuter avec quelques têtes bien faites qui au final nous répondent toujours : si on vous suit, on n'atteindra jamais les objectifs de notre stratégie énergétique 2030 » explique le responsable d'une association. Néanmoins, par lassitude ou manque de moyens, le recours aux tribunaux reste rare même s'il tend à devenir de plus en plus fréquent.

Au-delà des procédures de consultation, le Land soutient les initiatives locales en faveur des EnR et s'emploie à associer les populations en amont, notamment lors de l'élaboration des stratégies énergétiques (Energiekonzepte) déclinées dans chacune des 5 régions de planification. Dans le cadre de celles-ci, des réunions sont organisées associant responsables locaux, citoyens, responsables de l'administration régionale et experts. Le soutien aux initiatives locales vise notamment à convaincre les élus locaux que le Land n'est pas la tutelle des pouvoirs locaux mais souhaite les assister sur le plan technique et financier pour renforcer la production décentralisée d'énergie.

Autre piste suivie pour atténuer l'hostilité des populations : installer des éoliennes plus puissantes dans le cadre du repowering permettant à la fois de renouveler les équipements et d'accroître la production d'électricité par éolienne. Le nombre d'installations ne devrait ainsi pas augmenter sensiblement. En revanche, l'impact paysager des installations sera plus significatif, les éoliennes de nouvelle génération pouvant atteindre 190 mètres de haut avec des rotors plus bruyants que ceux installés. Le projet du Land de favoriser l'implantation en forêt fait également débat, les surfaces à défricher étant considérables alors même que la forêt est un puits à carbone reconnu. En définitive, l'innovation technologique paraît cruciale à en juger par les progrès accomplis en matière de productivité par les éoliennes au cours des 20 années écoulées mais elle tarde à avoir des effets sur l'acceptabilité.

En outre, la crédibilité du discours officiel favorable aux EnR est affectée par le soutien qu'apportent dans le même temps les autorités du Land à la filière charbon de la région.

Compréhensible, cette approche nourrit l'argumentaire des opposants à l'éolien. Pourquoi fragiliser l'emploi minier de la région quand l'énergie produite est meilleur marché que l'énergie éolienne, moins dispersée sur le territoire et suffisante pour les besoins du Land ? Paradoxalement, un fonctionnaire du Land ne disconvient pas de l'incongruité apparente de la situation. « Avant, nous avions un système simple et cohérent. Maintenant, beaucoup d'acteurs injectent de l'électricité dans le réseau et nous nous retrouvons à ne consommer qu'un tiers de ce que nous produisons. Le plus aberrant est que ces dernières années, la production d'électricité à base de lignite a augmenté au même rythme que celle des renouvelables ».

Selon un professionnel du secteur de l'éolien, « le recul du gouvernement allemand au sujet de la contribution climat (voir plus haut) montre que la puissance politique des énergies traditionnelles reste intact. Pour accélérer la montée en puissance des énergies renouvelables, il faudrait dire précisément quand et comment les centrales thermiques vont cesser leur activité ». Au fond, comme l'indique le Directeur de la Chambre de commerce et d'industrie de Cottbus : « le gouvernement n'a pas ouvert le débat d'une Lusace sans charbon ». En somme, une transition énergétique réussie implique de ne pas se limiter à susciter la montée en puissance des énergies alternatives mais de préparer aussi, sur le plan économique et social, la marginalisation des énergies « perdantes ». En attendant, le soutien affiché par les autorités du Land au secteur minier et l'absence d'une taxe carbone européenne qui réduirait l'avantage prix du charbon au regard des énergies renouvelables ne contribuent naturellement pas à l'acceptabilité des énergies renouvelables.

Acceptabilité et valeur ajoutée socio-économique des énergies renouvelables

Il reste que les ressorts de l'acceptabilité font toujours débat. Pour justifier son refus de légiférer sur la distance à respecter entre une éolienne et une habitation, le Land invoque une étude (Hübner et al., 2014) qui conclut que la participation du citoyen aux bénéfices financiers – bien davantage que la distance – affecterait la perception des éoliennes par les populations. Plusieurs autres études démontrent que le partage des bénéfices financiers des projets détermine en partie l'acceptabilité, notamment lorsque les habitants ont la possibilité de devenir copropriétaires du parc éolien concerné (Brunt et Spooner, 1998 ; Wolsink, 2006). Dans le Brandebourg, le maire de Niebüll, Wilfried Bockholt confirme : « la participation permet l'acceptation » (Agence pour les énergies renouvelables, 2012). Un professionnel du secteur de l'éolien partage ce constat tout en ajoutant : « le problème est que les élus n'ont aucun argument concret à opposer aux citoyens hostiles à l'éolien ».

Ils ne peuvent en effet invoquer un prix plus bas que dans les Länder ayant moins investi dans l'éolien que le Brandebourg. Compte-tenu de la contribution élevée à la modernisation du réseau (rendue nécessaire par l'implantation de nombreuses éoliennes), la facture d'électricité y est plus élevée que dans plusieurs autres Länder. Selon le Ministre brandebourgeois de l'économie M. Gerber, ce coût élevé de l'électricité explique pour l'essentiel le manque d'acceptabilité au sein de la population : « Le fait d'avoir installé un grand nombre d'éoliennes et de parcs solaires dans le Brandebourg nous vaut d'avoir des coûts de l'électricité parmi les plus élevés d'Allemagne. Nous devons revoir avec les autres Länder la manière dont les coûts d'aménagement du réseau sont répartis ». Les autorités du Land revendiquent ainsi une remise à plat des mécanismes de péréquation entre les Länder.

L'argument de l'emploi est parfois invoqué pour convaincre la population des vertus des énergies renouvelables mais il a perdu de sa pertinence avec la crise qui a frappé le secteur photovoltaïque. Plus de 370 000 emplois relèvent en Allemagne des énergies renouvelables (Lehr et al., 2015). 25% de ces emplois se situent dans les nouveaux Länder. Si à l'échelle de l'Allemagne, 1 salarié sur 1000 travaille dans le secteur des EnR, ce chiffre est de 27 en Saxe-Anhalt, de 23,2 dans le Mecklembourg, de 18,8 dans le Brandebourg. Les EnR occupent donc une place sensiblement plus importante dans l'appareil productif dans l'Est de l'Allemagne qu'à l'Ouest. Néanmoins, le secteur du photovoltaïque a entre 2008 et 2015 perdu près de 20% de sa main d'œuvre dans le Brandebourg en raison de la révision à la baisse des tarifs d'achat et de la concurrence chinoise. Avec plus de 6 000 emplois dans le secteur éolien, le Brandebourg figure parmi les Länder concentrant le plus d'emplois dans ce secteur mais l'argument selon lequel la base industrielle du Land peut être renouvelée grâce aux énergies renouvelables a été fragilisé par la crise du secteur photovoltaïque. En outre, les emplois du secteur éolien sont concentrés sur quelques sites et peu

nombreux dans les régions minières ou dans les communes rurales. Dans ces dernières, la maintenance des éoliennes nécessite peu de main d'œuvre.

Autre argument sans effet sur l'acceptabilité : les bénéfices perçus par les municipalités. Ces derniers sont en effet modestes. Les retombées pour les communes empruntent différents canaux, certains directs (via la taxe professionnelle et la taxe foncière), d'autres indirects (via la part des impôts sur le revenu et de la taxe sur le chiffre d'affaires reversé aux communes). L'organisation Deutscher Städte- und Gemeindebund a entre août et septembre 2014 conduit un sondage parmi les collectivités locales du Brandebourg afin de préciser les bénéfices perçus par les collectivités locales de l'implantation d'éoliennes. Enseignement principal de cette enquête : les bénéfices perçus par les communes varient considérablement d'un cas à l'autre mais sont de manière générale modestes.

Sur la base des questionnaires, la taxe professionnelle s'élève à 1,7 million €, celle-ci pouvant être estimée dans l'ensemble du Land – si toutes les éoliennes sont prises en compte – à 3,7 millions €. En moyenne, chaque éolienne rapporte 1 100 €/an mais ce montant peut atteindre 17 000 €. Un groupe de 72 éoliennes rapporte ainsi 330 000 € à l'une des communes étudiées tandis qu'ailleurs un autre groupe de 59 machines rapportent 5 160 € et certaines communes ne perçoivent aucune recette au titre de la taxe professionnelle. Les bénéfices retirés par les communes paraissent d'autant plus modestes aux populations locales qu'il est de notoriété que les propriétaires perçoivent bien davantage (entre 30 000 et 40 000 €/an - voir plus haut). Sur la durée, la principale retombée des parcs éoliens pour les municipalités pourrait donc se limiter à la part de l'impôt sur le revenu qui leur échoit. La taxe foncière, elle, ne génère jamais plus de 1000 €/commune et s'avère donc négligeable.

Cette différence entre les revenus perçus par les propriétaires fonciers d'une part et les communes d'autre part (lorsqu'elles ne sont pas elles-mêmes propriétaires des terrains accueillant les parcs éoliens) illustre ce manque de « procedural justice » dont plusieurs auteurs (à l'instar de Gross, 2007) soulignent l'importance en matière d'acceptabilité.

Dans ce contexte, que peuvent les autorités régionales ? « Nous insistons auprès des investisseurs pour qu'ils payent la taxe professionnelle ici, dans le Brandebourg » explique un fonctionnaire du Ministère. « Ils le font souvent même si le siège de leur société est ailleurs car ils ont besoin de notre soutien pour renforcer l'acceptabilité des populations mais les recettes fiscales restent très modestes ». Les acteurs politiques du Brandebourg n'ont en la matière pas suivi le Mecklembourg-Poméranie antérieure dont le Parlement régional (Landtag) discutait en 2015 un projet de réglementation obligeant les développeurs à ouvrir le capital de tout parc éolien (à hauteur de 20%) à la population et aux collectivités locales. Il est vrai que pour aboutir, cette option – inspirée du Danemark – implique que soient surmontés certains obstacles réglementaires ainsi que les difficultés induites par les niveaux modestes d'épargne mobilisable dans l'ancienne RDA et la fragilité financière des collectivités locales.

En définitive, les initiatives les plus innovantes observables dans le Brandebourg relèvent avant tout des municipalités et elles permettent de dédramatiser – au moins localement - la question de l'acceptabilité.

Les innovations locales

L'une des particularités du tournant énergétique allemand est l'implication financière des citoyens dont les investissements contribuent pour 47% à la production d'énergies renouvelables. Les prises de participation via des fonds ont permis d'orienter une partie de l'épargne nationale vers les énergies renouvelables. Les citoyens se sont également impliqués localement, à travers notamment

la création de structures juridiques spécifiques (associations, SARL, sociétés en commandite par actions) ou de coopératives. Entre 2000 et 2010, plus de la moitié des capacités renouvelables électriques installées (53 GW au total) ont en effet été financées par des personnes privées (40%) ou des agriculteurs (11%) selon une étude de l'Institut du développement durable (Iddri) et de l'Agence rhônapine de l'énergie et l'environnement (Raae). Néanmoins, l'investissement des citoyens revêt plusieurs formes très différentes les unes des autres, varie sensiblement d'un Land à l'autre et recule au profit de l'investissement institutionnel. Au final, le paysage énergétique ne cesse de se diversifier avec différentes formes de partenariat au sein des régies municipales et différents modes d'implication des citoyens

Une remunicipalisation qui a pris différentes formes dans le Brandebourg

Les grandes villes ne sont pas les seules à disposer de régies municipales. Même des villes de petite taille, situées pour certaines dans les territoires les plus déprimés du Land, disposent de leur régie. Lorsque la libéralisation du marché intervint au cours des années 90, ces régies et notamment les plus petites d'entre elles apparurent menacées (Bontrup and Marquardt 2010). Pourtant, en 2015, le Land compte toujours 27 entreprises énergétiques locales dont 3 seulement ont un capital qui n'est pas détenu majoritairement par la municipalité concernée. Pour autant, les grandes entreprises énergétiques ne sont pas absentes puisque les 2/3 des régies municipales comptent une grande entreprise énergétique dans leur capital. La présence des 4 grands est encore plus sensible en ce qui concerne les réseaux puisque E.ON edis, Vattenfall, RWE et sa filiale enviaM dominent les réseaux de distribution régionaux. Pour autant, l'idée de remunicipalisation séduit les collectivités locales même s'il est difficile de généraliser, chaque cas étant lié à des circonstances politiques et économiques locales.

Ainsi, certaines communes se sont opposées par principe (et donc pour des raisons principalement politiques) à une prise de participation par des acteurs privés (Finsterwalde, Prenzlau) mais d'autres ont préféré conserver la majorité du capital tout en cédant, pour des raisons budgétaires, une part minoritaire à un acteur privé.

Les grandes entreprises jouent un rôle particulièrement significatif dans la distribution. E.ON et RWE jouent un rôle clef pour la gestion des réseaux de basse et moyenne tension. En zone rurale, la filiale d'E.ON (E.ON edis mit Sitz in Fürstenwalde), RWE et envia Mitteldeutschland GmbH aus Chemnitz sont particulièrement présents. Au fond, seul le réseau de Prignitz échappe à ces entreprises.

Différents types d'implication des citoyens

Alors que l'Allemagne comptait 66 coopératives de l'énergie en 2001, 77 en 2005 leur nombre passa à 239 en 2009 puis à 888 en 2013. Selon la Fédération allemande des coopératives (DGRV, 2014), 130 000 personnes auraient en 2012 investi 1,2 milliards d'euros dans des installations produisant annuellement 580 millions de KWh d'énergie verte. Pour des citoyens cherchant à concilier rentabilité des capitaux et aspiration à agir concrètement contre le changement climatique, la formule de la coopérative s'avère attrayante. En outre, le principe « un homme, une voix » lui confère une dimension démocratique aux antipodes d'un modèle fondé sur des acteurs économiques privés imposant leurs critères et leurs technologies aux collectivités locales (Viardot, 2013).

Le modèle de la coopérative énergétique n'est guère nouveau en Allemagne. Au début du 20ème siècle, plusieurs associations fournissaient de l'électricité en zone rurale et l'Empire allemand comptait environ 6 000 coopératives énergétiques (Holstenkamp et Müller, 2013). Une partie de ces coopératives a fusionné et/ou a donné lieu à des régies municipales (Stadtwerke). Par la suite,

plusieurs phases se sont succédées mais il a fallu attendre les années 2000 pour voir le modèle de la coopérative énergétique connaître un nouvel essor, grâce à la politique allemande en matière d'énergies renouvelables et à une nouvelle loi simplifiant les formalités pour la constitution d'une association (ZGV, 2006).

Depuis cette loi, constituer une association est en effet simple. 3 membres suffisent. Le principe de responsabilité limitée des sociétaires prévaut, le capital est variable mais n'est pas assujéti à un niveau minimal, la création et l'élargissement de la coopérative ne nécessitent pas de formalités notariales, la coopérative est exonérée de l'obligation de publication de prospectus financier et la durée de vie est indéterminée ou précisée dans les statuts. Un audit comptable et de gestion (assuré par la fédération régionale des coopératives) est imposé tous les 2 ans (tous les ans si le chiffre d'affaires dépasse 2 millions €). Concernant l'obligation de mise en réserve, elle doit être supérieure à 5% mais est définie par les sociétaires. Le partage des bénéfices n'obéit pas à une règle définie, les dividendes peuvent être comptabilisés en charges courantes (restitution aux membres) pour réduire le bénéfice et l'impôt. Une entité publique peut participer à la coopérative.

De fait, plusieurs régies municipales se sont impliquées dans des coopératives ou ont créé des coopératives afin de permettre une participation directe des citoyens. Cette évolution a été facilitée par la loi de 2006 qui a facilité les apports en nature, ce qui a notamment permis à de nombreuses collectivités de devenir sociétaires sans apport financier. La loi de 2006 a également facilité l'association de sociétaires-investisseurs, c'est-à-dire de membres (entités publiques ou entreprises) qui souhaiteraient investir dans la coopérative sans pouvoir directement bénéficier des services fournis par celle-ci. Le processus de souscription est souvent facilité par les banques coopératives locales qui diffusent l'information auprès de leurs propres sociétaires. Aux côtés des fédérations régionales de coopératives, le réseau des banques coopératives est en effet le premier partenaire pour le conseil juridique et financier des coopératives.

L'Allemagne exonère les coopératives des obligations inscrites dans la directive européenne « Prospectus » (2003/71/CE). Celle-ci prévoit en effet une exemption aux règles de l'OPTF pour « les valeurs mobilières émises par des associations bénéficiant d'un statut légal ou par des organismes sans but lucratif, reconnus par un État membre, en vue de se procurer les moyens nécessaires à la réalisation de leurs objectifs non lucratifs ». Considérant que les coopératives sont déjà soumises à une obligation d'audit par les fédérations régionales de coopératives²⁸⁸ (audit qui va au-delà d'une simple évaluation des comptes puisqu'il inclut un contrôle de gestion ainsi qu'une analyse de la viabilité économique et juridique du projet), l'Allemagne les dispense de l'obligation d'obtenir une autorisation de la part du régulateur financier (Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht). De fait, les coopératives sont la forme de société qui affiche le plus faible taux de dépôts de bilan en Allemagne (0,1 %) (Blome-Drees, 2012).

Grâce notamment aux prêts préférentiels accordés par la KfW (qui passe par les banques locales), les coopératives affichent un retour sur investissement de l'ordre de 4 % en moyenne (DGRV, 2013). Dans le cas de projets citoyens, les banques coopératives locales assurent l'intermédiation en premier lieu, ce qui permet également de réduire les exigences de garanties financières. De manière plus générale, les banques sollicitent soit une garantie, soit une possibilité de reprendre le projet à son compte en cas de faillite. Au total, l'investissement moyen par coopérative atteint 1,8 millions d'euros, certains projets pouvant atteindre jusqu'à 30 millions d'euros. Les coopératives ont au total investi autour de 1,5 milliard € et 200 000 membres environ sont recensés. Certaines coopératives éoliennes du nord de l'Allemagne s'épargnent un recours à la dette bancaire en permettant à chaque sociétaire de souscrire une part de capital et de devenir parallèlement créateur rémunéré à un taux fixe. Dans la plupart des cas, les membres s'investissent dans le

²⁸⁸ Elles-mêmes contrôlées par les ministères de l'économie des *Länder* concernés.

fonctionnement de la coopérative et l'une des principales motivations est la participation au développement local. En somme, la participation à une coopérative est davantage qu'un placement financier.

La majeure partie des coopératives se situe en Bavière, dans le Bade-Wurtemberg et en Basse-Saxe, principalement dans des zones rurales. Elles sont en revanche rarissimes dans le Brandebourg, un fait attribué par plusieurs experts à une société civile moins organisée qu'à l'Ouest de l'Allemagne et à un niveau de vie relativement bas dans les zones rurales. Différentes initiatives ont néanmoins été prises et le paysage énergétique du Land devient, sous l'effet de la montée en puissance des EnR, de plus en plus différencié.

La commune de Kremmen a initié son projet de coopérative en 2013, à la faveur d'un débat sur la stratégie énergétique. Les avantages d'une coopérative mis en avant par la commune sont les suivants : volonté d'investir dans un projet de développement durable, souhait d'indépendance par rapport aux énergies fossiles, recherche d'une valeur ajoutée pour la commune. L'existence d'expériences précédentes conduites dans le voisinage a joué. Une analyse des précédents de Feldheim, Schalach et Westhavelland a également été conduite.

Le parc éolien de Schalach-Mühlenfließ a également été ouvert aux citoyens et cofinance des opérations locales en faveur des jeunes et des personnes âgées. 16 turbines d'environ 180 mètres de haut produisent 60 fois l'électricité nécessaire à la consommation locale. Dans un premier temps, une dizaine de développeurs ont démarché les habitants. Constatant que les gisements de vents les plus prometteurs se situaient sur un espace où la propriété était la plus morcelée, ces derniers formèrent une association pour négocier en groupe avec les développeurs. Le groupe a notamment négocié le modèle de turbine puis a opté pour un développeur qui reverse la somme au prorata de la taille des propriétés (avec un reliquat pour des projets locaux).

Dans le parc éolien de Frehne (Kreis de Prignitz) la société EnviaM a proposé des participations comprises entre 1 000 et 2000 € avec des taux d'intérêt compris entre 4 et 6% pour cofinancer un parc comptant 2 éoliennes. Le fonds citoyen de la ville de Brandenburg an der Havel a, lui, été ouvert aux citoyens pour des projets liés à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables (mais pas d'origine éolienne). La mise varie entre 1 000 et 5 000 € avec un taux d'intérêt annuel garanti de 3,5% sur 10 ans et la possibilité de se retirer chaque année.

Dans la commune de Treuenbrietzen, le village de Feldheim (145 habitants) vise l'autarcie. Les habitants et une entreprise privée se sont associés pour aménager un parc éolien (43 éoliennes) dont les habitants sont actionnaires et qui est associé à une chaufferie à base de biomasse fournie par les agriculteurs locaux et à une centrale photovoltaïque. Un réseau électrique indépendant (mais desservant d'autres parcs éoliens de la région) a été constitué de même qu'un réseau de chaleur. Le coût de l'électricité est moins élevé que dans le reste de la région, notamment grâce au fait que la structure gestionnaire est exonérée du paiement de la contribution EEG. Les nombreuses éoliennes (un nouveau parc est en projet en 2015) sont-elles acceptées par tous ? « Comme partout, ceux qui ne bénéficient pas du schéma mis en place ne sont pas contents » répond un élu local mais la plupart des habitants semblent satisfaits et la mairie a investi dans une structure appelée à promouvoir et à exporter le modèle mis en place.

Ce projet s'est construit au fil de l'eau, sans vision d'ensemble au préalable. Chaque réalisation est apparue comme une suite logique de la précédente. Le processus débute en 1995. 6 éoliennes sont installées par un investisseur (Energie Quelle) en lien avec les propriétaires. En 1996, la ville de Treuenbrietzen se déclare en faillite à la suite de la fermeture de sites industriels. Sans capacité d'investissement, la commune négocie avec Energie Quelle la constitution d'un parc éolien citoyen avec en parallèle la réalisation de travaux d'aménagement. Au final 47 éoliennes d'une

capacité de 90 MW (soit 500 fois la consommation de la commune) sont implantées. En 2003, Energiequelle fait part à la commune de son souhait d'investir dans le photovoltaïque. La commune disposant d'un terrain militaire hérité du temps de la RDA, il est cédé pour 1 € et l'entreprise assure les charges d'assainissement. Une usine d'une vingtaine de salariés est construite pour fabriquer des trackers en 2005, avec un approvisionnement en électricité par les éoliennes voisines.

Au cours de la même période, la coopérative agricole exprime un besoin de chaleur. En 2002, une installation au biogas est aménagée et vend de l'électricité à la commune lorsque les éoliennes ne produisent pas suffisamment. Certains citoyens expriment le souhait de disposer d'un accès au réseau de chaleur, ce dernier est élargi et l'opération est couplée à une extension du réseau d'électricité. L'opérateur (E.ON) refuse cette opération mais la commune argue que si la législation n'autorise pas la création d'un réseau autonome, elle ne l'interdit pas non plus. Après 2 ans de négociations, un nouveau réseau de moyenne tension qui dessert plusieurs parcs éoliens dans la région est créé avec Energiequelle et Enercon. Pour pallier tout risque d'interruption d'approvisionnement, une chaufferie biomasse est installée.

Sur le plan juridique, une GmbH + Co a été constituée avec un investissement initial de 3000 € /foyer/an. Les volontaires furent nombreux car, peu après la réunification, la plupart des installations de chaleur avaient été renouvelées. 20 ans après, une nouvelle rénovation s'avérait nécessaire. Le projet tombait à point. Chacun investit 1 500 pour l'électricité, 1 500 pour la chaleur. Ceux qui n'ont pas investi disposent pour la plupart d'installations de géothermie. 95% des foyers ont au final accepté.

La GmbH est gérée par un conseil d'administration. Chacun a une voix, la mairie 2 voix car elle a 2 biens raccordés au réseau mais la commune tient à rester en retrait, l'idée étant que les citoyens gèrent la société et en assument seuls la responsabilité. Faut-il verser des dividendes ? réaliser des travaux (sauf pour les éoliennes qui sont la propriété de Energiequelle) ? et les autres questions liées à la gestion d'une GmbH sont tranchées par ce Conseil.

Energiequelle vend l'électricité. Les baux avec les propriétaires dépendent de la puissance des éoliennes et donc de leur date d'installation. Le versement moyen est de l'ordre de 30 à 50 000 €/an. 53 propriétaires sont recensés, soit à peu près la moitié du village. Le coût électricité est de 16,6 centimes (contre 27-28 dans le reste de la région). La société ne paie en effet ni l'EEG-Umlage, ni les frais de connexion au réseau, ni les frais de concession, ni le taux normal de TVA. Le coût de la chaleur est de 7,5 €/Kwh, soit 10 à 15% moins cher que le tarif moyen mais l'évolution des cours du fioul déterminera la rentabilité du montage à moyen terme. Pour l'installation chaleur d'un coût de 1,7 million €, une subvention de 40% du Land a été obtenue.

L'habitant qui décide de vendre sa maison vend sa participation à la GmbH avec. Les agriculteurs fournissent le maïs et les déchets (revenus ainsi obtenus) pour la chaufferie et produisent de la chaleur et de l'électricité (pour le back up), diversifiant ainsi leurs revenus.

Les prochaines étapes envisagées sont les suivantes : connection d'une usine d'automobile au réseau et mise en service d'un nouveau parc de 13 éoliennes (avant que le système d'appel d'offres ne s'applique, voir ci-après). Un premier repowering a été réalisé récemment (passage de 4 à 3 éoliennes).

Le cas de Feldheim fournit plusieurs enseignements :

- La transition énergétique ne doit pas seulement se préoccuper de la production d'énergie mais aussi de l'approvisionnement. Les principales contraintes juridiques évoquées par la

commune sont liées au réseau jugé par celle-ci comme non adapté à une production décentralisée

- L'innovation institutionnelle locale ne naît pas d'innovation de rupture ou de plan global. L'innovation a ici correspondu à l'assemblage de briques existantes.

- La réussite du projet repose sur une excellente entente à l'échelle du village (140 habitants). La commune voisine, Treuenbriezen, a engagé des travaux plus modestes et n'a pu se connecter aux réseaux en raison de l'ampleur des travaux nécessaires. Le modèle semble difficilement exportable même si la commune a massivement investi dans la valorisation publique de son modèle.

Un contexte de moins en moins porteur pour l'énergie citoyenne ?

Le modèle allemand de l'énergie citoyenne tend à évoluer, les investisseurs institutionnels prenant peu à peu l'ascendant sur les mouvements issus d'initiatives citoyennes. Les progrès technologiques, la générosité des tarifs d'achat ainsi que la complexification croissante du droit de l'énergie ont en effet favorisé l'intervention croissante d'acteurs économiques disposant de l'expertise nécessaire. En outre, l'essor des coopératives énergétiques tient non seulement aux lois qui en ont favorisé et simplifié la constitution mais également aux tarifs d'achat généreux alloués dans le cadre de la l'EEG.

Or, la réforme de cette loi actée le 1er août 2014 comporte 2 volets de nature à affecter l'énergie citoyenne. Le premier prévoit la fin d'un avantage concédé à la commercialisation sur place de l'énergie solaire produite (Grünstromprivileg). Cette disposition ne peut que détériorer la rentabilité des coopératives qui livrent de l'énergie à proximité (par exemple à une école). L'autre volet susceptible d'affecter les coopératives est le recours aux appels d'offre. Les petites structures risquent en effet d'être peu compétitives face à des structures disposant de l'assise financière suffisante pour équilibrer leurs comptes sur plusieurs projets ou pour financer les premières étapes d'un projet. Les relations de proximité avec les collectivités locales risquent ici d'être difficiles à valoriser, même pour l'obtention des terrains nécessaires, démarche pour laquelle les développeurs ont acquis une expérience précieuse. Le gouvernement allemand a certes assuré que « les appels d'offre seront organisés de sorte qu'une pluralité d'acteurs puisse participer, les coopératives comme les grandes entreprises, les petites initiatives citoyennes comme les régies municipales » (Ministère fédéral de l'économie et de l'énergie, 2014). Les modalités d'une participation aussi large que possible aux appels d'offre restent néanmoins incertaines.

Selon le responsable d'une régie municipale du Brandebourg, « les 4 principaux énergéticiens ont été passifs pendant une décennie. Cette nouvelle loi est conçue pour leur permettre de prendre enfin pied dans la production d'énergie renouvelable et de la dominer ». Des élus constatent ainsi que certains projets communaux (comme Unisolar à Potsdam) ne serait probablement plus possibles dans le contexte de la loi de 2014. Pour les villages tentés par l'autarcie, la réforme modifie le modèle économique sur lequel ils pouvaient compter jusqu'à présent, ne serait-ce que parce qu'à l'instar de la plupart des autres consommateurs, ils devront désormais s'acquitter de la taxe EEG.

L'impact de cette réforme est encore difficile à évaluer, un arrêt de l'essor de l'énergie citoyenne pouvant survenir comme la consolidation du secteur avec des fusions ou du moins des partenariats entre coopératives. Les chiffres les plus récents font en tous les cas état d'une pause dans le développement des coopératives. Une enquête conduite sur la période 2012-2014 indique que les initiatives citoyennes ne représentent plus que 16% des projets éoliens initiés en Allemagne (BWE, 2015). En 2014, une coopérative sur 3 ne prévoyait aucun investissement alors qu'elles

n'étaient que 8% dans ce cas l'année précédente. Le rythme de création des coopératives s'est ralenti (il a chuté de 60% entre 2013 et 2014) alors même que le nombre des coopératives dans les autres secteurs ne cesse, lui, de croître.

L'impact de la réforme de l'EEG ne doit néanmoins pas être surestimé. Dans les années 2000, une réforme du régime des associations avait coïncidé avec une montée en puissance de la politique de soutien aux EnR, les 2 expliquant l'essor des coopératives énergétiques. Dans le cas présent, cette refonte de l'EEG coïncide avec de nouvelles règles prudentielles imposées aux acteurs financiers dont les coopératives dans le cadre de la transposition de la Directive dit prospectus à travers la loi KAGB du 22 juillet 2013. Selon cette loi, certaines coopératives (notamment celles qui font intervenir des acteurs économiques et financiers extérieurs) peuvent être concernées par cette loi et se signaler auprès de la BaFin²⁸⁹. Dans ce cas, des contraintes significatives s'ajoutent même si, dans certains cas, les coopératives peuvent bénéficier de dérogations. Il reste que ce nouvel environnement juridique a pu dissuader, du moins provisoirement, certains porteurs de projets.

Enfin, des réflexions sont à l'œuvre dans certains Länder pour préserver le modèle de l'énergie citoyenne. Depuis le 1^{er} janvier 2012, le code de l'urbanisme de la Hesse n'autorise des installations de production d'énergie renouvelable que si une tierce partie privée est associée et si la participation des citoyens est assurée. Le Mecklembourg-Poméranie antérieure discute pour sa part d'une loi sur la participation des citoyens (Bürgerbeteiligungsgesetz) qui obligerait les investisseurs à associer des municipalités et des citoyens. Dans le même Land, un amendement à la loi sur l'aménagement du territoire est discuté selon lequel dans les 26 territoires éligibles à l'énergie éolienne, au moins 20% des actions de la société exploitante doivent être en premier lieu proposés aux habitants situés dans un rayon de 4,5 kilomètres puis à tous les habitants de la région et à la municipalité (Einheimischen-Modell).

Conclusion

Le cas du Brandebourg confirme à quel point une évaluation de la transition énergétique allemande nécessite une approche différenciée, les enjeux, les conflits, les dynamiques des filières voire l'architecture institutionnelle et la législation variant sensiblement d'un Land à l'autre. Ce cas confirme également le rôle nouveau des zones rurales, celles-ci devenant plus que jamais des sites de production à la fois pour elles-mêmes (dans le domaine de la chaleur) mais surtout pour le réseau (en matière d'électricité).

L'une des particularités de l'Allemagne dans la transition énergétique est son système de gouvernance qui comprend un nombre d'acteurs toujours croissant, à savoir le Bund (qui fixe les objectifs, les tarifs d'achat, les principes de la planification territoriale), le Land, les régions de planification, les municipalités sans oublier des acteurs « nouveaux » tels que les développeurs, les coopératives ou encore les associations (Bürgerinitiative). Aucun de ces pôles n'est le pivot de la transition énergétique. De nouvelles articulations entre acteurs s'inventent et l'espace énergétique se diversifie d'autant plus que les statuts et les activités des régions municipales varient d'une ville à l'autre.

Si l'implication des citoyens est avérée dans certains lieux du Brandebourg, l'étude de ce Land invite à reconnaître que l'essor de l'énergie éolienne a aussi suscité des tensions en milieu rural et n'a pas nécessairement coïncidé avec une valorisation de la démocratie locale. La judiciarisation croissante du secteur de l'éolien a placé les tribunaux plus que les élus locaux au cœur du processus de décision. Les tarifs d'achat (définis à l'échelle nationale) et la législation (principalement nationale) ajoutés à la géographie du Land expliquent bien davantage la

²⁸⁹ La BaFin (Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht) est l'organisme de régulation des marchés financiers en Allemagne créé en 2002

multiplication des parcs éoliens qu'un supposé engouement des élus locaux et régionaux pour les énergies renouvelables.

Si les citoyens ont joué un rôle majeur dans la transition énergétique allemande, la plupart des parcs éoliens installés dans le Brandebourg le sont par des développeurs et des investisseurs privés originaires d'autres régions et parfois revendus plusieurs fois à des investisseurs institutionnels. En somme, les innovations locales rapportées, aussi originales soient-elles, ne sont pas majoritaires. L'essor de l'éolien dans le Brandebourg s'inscrit dans une tractation entre des propriétaires fonciers en quête de ressources supplémentaires (dans une région défavorisée et en déclin démographique) d'une part et des investisseurs en quête de revenus sur 20-25 ans d'autre part. Ni le Land, ni les municipalités, ni les populations locales n'apparaissent déterminantes dans un tel schéma. Il n'est donc guère surprenant que l'acceptabilité des citoyens soit l'une des plus faibles d'Allemagne.

Les facteurs énumérés par Jobert et al. (2007) pour expliquer le soutien ou l'hostilité des acteurs locaux aux projets éoliens (visibilité des éoliennes, propriété du terrain, économie locale, origine géographique des développeurs, modalités du processus de concertation, participation de la population aux bénéfices) se retrouvent dans le cas du Brandebourg. S'y ajoutent la « concurrence » de l'industrie charbonnière, la rationalité contestée de la transition énergétique (les doutes sur cette dernière étant entretenus par l'attitude ambivalente du Land à l'égard de l'avenir de l'exploitation minière) et les représentations héritées à la fois de la période communiste et de la réunification.

Le cas du Brandebourg confirme par ailleurs le rôle décisif du processus de planification mis en lumière dans d'autres cas. « Qui vit le processus de planification et de mise en œuvre de manière positive accepte plus volontiers les éoliennes et se sent moins dérangé voire pas dérangé du tout par les nuisances. Informer les citoyens en espérant les convaincre ne suffit pas. Il faut aussi les associer en amont et leur donner des moyens réels d'influer sur le projet » écrivent Hübner et al., (2014) au terme de leur étude empirique. Or, dans le Brandebourg, ce processus de planification ne constitue pas l'outil de pilotage du développement des parcs éoliens qu'il devrait être, en raison notamment de la lenteur des procédures et des recours en justice.

À quel échelon administratif les citoyens peuvent-ils être associés le plus utilement ? Aussi ambitieuse et innovante soit-elle, la politique de dialogue du Land semble sans effet sur les opposants les plus déterminés à l'éolien. Les initiatives locales novatrices s'avèrent souvent plus efficaces. L'échelon communal semble ainsi plus adapté que celui du Land pour organiser une participation concrète des citoyens. Si l'on ajoute à ce constat le statut ambigu des régions de planification, le rôle clef du Bund (en matière de droit de l'urbanisme et de fixation des prix d'achat), on constate que la transition énergétique favorise les initiatives locales sans pour autant placer les Länder au centre du jeu. En outre, dans le cas du Brandebourg, la crédibilité du discours favorable à la lutte contre le changement climatique est affectée par l'absence d'une stratégie qui énoncerait les étapes et le but final de la transition. Il conviendrait pour cela d'établir une date pour l'arrêt de l'activité minière, d'engager une reconversion de la région concernée et de reconnaître ainsi – autre enseignement que le cas du Brandebourg invite à méditer – que la transition énergétique est aussi économique et sociale.

Les objections des citoyens opposés à l'éolien liées aux paysages, aux nuisances tomberaient-elles dès lors que les citoyens seraient davantage associés aux bénéfices engendrés par les parcs éoliens ? Selon Zoellner et al. (2008), les considérations économiques « entendues comme le calcul coûts/avantages fait par chaque individu » déterminent en grande partie l'acceptabilité. Si dans le Brandebourg les initiatives relevant des citoyens ou des collectivités locales font en effet apparaître une meilleure acceptabilité des parcs éoliens, rien ne permet d'assurer que cette dernière

puisse être réduite à une question financière. De même, les lacunes de la planification territoriale sont dans le cas du Brandebourg avérées mais doit-on pour autant en conclure que le législateur s'est fourvoyé en accordant un statut privilégié aux projets éoliens ? À travers le prisme du Brandebourg, il apparaît que cette option a certes induit de nombreux conflits locaux mais qu'elle a permis l'établissement d'un nombre élevé de parcs éoliens sans que les mécontentements contraignent les autorités régionales à légiférer sur le modèle de la Bavière. Qu'un compromis exemplaire ait été pour autant trouvé entre l'essor des énergies renouvelables, la valorisation de la démocratie locale et la protection de l'environnement demeure néanmoins incertain.

Bibliographie

AGENCE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES (AGENTUR FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN), Vergleich der Bundesländer : Analyse der Erfolgsfaktoren für den Ausbau der Erneuerbaren Energien, étude réalisée par le Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), le Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), 2014, Berlin.

AGENCE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES (AGENTUR FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN), ¹⁰⁸Planungsrecht & Erneuerbare Energien, *Renews Spezial Ausgabe*, n°62, décembre 2012, Berlin.

BECKER (Sören), GAILING (Ludger), NAUMANN (Matthias), *Neue Energie-Landschaften – Neue Akteurs-Landschaften. Eine Bestandsaufnahme im Land Brandenburg*, Rosa-Luxemburg-Stiftung, 2012, Potsdam.

BELL, D., GRAY, T., HAGGETT, C.), « The 'Social Gap' in wind farm citing decisions: explanations and policy responses », *Environmental Politics*, 14, 2005, p. 460–477.

BERLO (Kurt), WAGNER (Oliver), « Zukunftsperspektiven kommunaler Energiewirtschaft », *RaumPlanung*, 158/159, 2011, p. 236-242.

BOLAY (Sebastian), *Strategische Kommunalpolitik zur Nutzung erneuerbarer Energieträger (SKEP), Steuerung in Kommunen. Implikationen für eine strategische Energiepolitik*, Arbeitspapier Nr. 4, 2006, Berlin/Potsdam.

BRUNT (A.), SPOONER (D.), « The development of wind power in Denmark and the UK », *Energy & Environment*, 9 (3), 1998, p. 279–296.

BULKELEY (Harriet), KERN (Kristine), *Local Government and the Governing of Climate Change in Germany and the UK* », *Urban Studies*, 43, 2006, p. 2237–2259.

BWE (Bundesverband WindEnergie), *Akteursstrukturen von Windenergieprojekten in Deutschland*, 2015, Berlin, 2015.

BWE (Bundesverband WindEnergie), *Die schleppende Regionalplanung in Brandenburg und ihre Konsequenzen für die Energiepolitik, die Branche der Windenergie und die regionale Wertschöpfung*, Positionspapier, Landesverband Berlin-Brandenburg, Berlin, 2014.

CARLMAN (Inga), « Wind power in Denmark! Wind power in Sweden? », *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 27, 1988, p. 337–345.

DESHAIES (Michel), « Essor et limites des énergies renouvelables en Allemagne : la transition énergétique en question », *La Revue de l'Énergie*, n°613, mai-juin 2013.

DGRV (Deutscher Genossenschafts- und Raiffeisenverband e.V.) (Ed.), *Energiegenossenschaften. Ergebnisse der Umfrage des DGRV und seiner Mitgliedsverbände*, 2014, Berlin.

GIRARDÉ (Marine), MUSSEAU (Pierre), SCHRAMM (Christophe), La transition énergétique allemande, Fondation Terra Nova, Note 1/20, avril 2014, Paris.

GROSS (Catherine), « Community perspectives of wind energy in Australia: the application of a justice and community fairness framework to increase social acceptance », *Energy Policy*, Volume 35, Issue 5, May 2007, p. 2727–2736.

HOLSTENKAMP (Lars), MÜLLER (Jakob R.), Zum Stand von Energiegenossenschaften in Deutschland. Ein statistischer Überblick zum 31.12.2013, Leuphana Universität Lüneburg, Arbeitspapierreihe Wirtschaft & Recht, Nr. 14, 2013, Lüneburg.

HÜBNER (Gundula), POHL (Johannes), Mehr Abstand – mehr Akzeptanz »? Ein umweltpsychologischer Studienvergleich, Analyse, Fachagentur Windenergie, 2014, Berlin.

HENNICKE (Peter), EBERHARD (Jochem), FRIEDEMANN (Prose), Mobilisierungs- und Umsetzungskonzepte für verstärkte kommunale Energiespar- und Klimaschutzaktivitäten, 2009, Karlsruhe.

JOBERT (Arthur), LABORGNEB (Pia), MIMLERB (Solveig), « Local acceptance of wind energy: Factors of success identified in French and German case studies », *Energy Policy*, 35, 2007, p. 2751–2760.

KEPPLER (Dorothee), TÖPFER (Éric), Die Akzeptanz und Nutzung erneuerbarer Energien in der „Energierregion“ Lausitz. Ergebnisse einer Fallstudie, Discussion paper n° 24/06, Zentrum Technik und Gesellschaft, juillet 2006, Berlin.

KERN (Kristine), BULKELEY (Harriet), « Cities, Europeanization and Multi-level Governance: Governing Climate Change through Transnational Municipal Networks », *Journal of Common Market Studies*, Vol. 47, No. 2, 2009, p. 309–332.

KERN (Kristine), NIEDERHAFNER (Stefan), RECHLIN (Sandra), WAGNER (Jost), Kommunaler Klimaschutz in Deutschland – Handlungsoptionen, Entwicklung und Perspektiven, WZB Discussion Paper, 2005, Berlin.

LEHR (Ulrike), EDLER (ETMAR), O’SULLIVAN (MARLENE), PETER (FRANK), BICKEL (PETER), Beschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland: Ausbau und Betrieb, heute und morgen, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Osnabrück, Berlin, Stuttgart, Mars 2015.

MIMLER (Solweig), LABORGNE (Pia), WINKELMANN (Markus), Le développement de l’énergie éolienne en Allemagne. Cadre national et applications locales. Deux études de cas dans la Rhénanie-Palatinat, 2005, non publié.

MINISTÈRE DE L’ÉCONOMIE DU BRANDEBOURG, « Energiestrategie 2030 » mit dem Hauptziel: Ausbau und Systemintegration erneuerbarer Energien, 2012, Potsdam.

MINISTÈRE FÉDÉRAL DE L’ÉCONOMIE ET DE L’ÉNERGIE, Der nationale Klimaschutzbeitrag der deutschen Stromerzeugung, Ergebnisse der Task Force „CO₂-Minderung“ Berechnungen, Öko-Institut e.V. & Prognos AG, Berlin, 2015.

OCDE, Linking Renewable Energy to Rural Development, OECD Green Growth Studies, OECD Publishing, 2012, Paris.

OCDE, « Governing Climate Change in Cities: Modes of Urban Climate governance in Multi-level systems », *Competitive Cities and Climate Change: OECD Conference Proceedings*, 9-10 octobre 2008, Milan, Italie, 2009.

SCHÖBEL (Sören), Windkulturen Forschungs- und Entwicklungsvorhaben Windenergie und Kulturlandschaft ; Dokumentation ; regionale Planungsgemeinschaft Havelland-Fläming im Rahmen des Projekts Regional Wind Technology and Knowledge Transfer Strategies (WindTechKnow), Berlin Wiss. Verl., 2008, Berlin, 2008.

SCHREURS (Miranda A.), « From the Bottom Up: Local and Subnational Climate Change Politics », *The Journal of Environment Development*, Vol. 17, No. 4, 2008, p. 343–355.

SCHREURS (Miranda A.), TIBERGHIEU (Yves), « Multi-Level Reinforcement: Explaining European Union Leadership in Climate Change Mitigation », *Global Environmental Politics*, Novembre 2007, p. 19-46.

SIMON (ALLEN), WÜSTENHAGEN (ROLF), « Factors influencing the acceptance of wind energy in Switzerland, communication au colloque » : « Social acceptance of renewable energy innovation », *Tramelan (Suisse)*, 2006.

UN-HABITAT, *Cities and Climate Change: global report on Human settlements 2011, 2012*, Nairobi.

VIARDOT (Eric), « The role of cooperatives in overcoming the barriers to adoption of renewable energy », *Energy Policy*, 63, 2013, p. 756–64.

VOLZ (Richard), « Bedeutung und Potenziale von Energiegenossenschaften in Deutschland. Eine empirische Aufbereitung », *Informationen zur Raumentwicklung*, Heft 9/10, 2012, p. 515-524.

WOLSINK (Marteen), « Wind power and the Nimby-myth. Institutional capacity and the limited significance of public support ». *Renewable Energy*, 21, 1, 2000, p. 49–64.

WOLSINK (Marteen), « Invalid theory impedes our understanding: a critique on the persistence of the language of Nimby », *Transactions of the Institute of British Geographers*, 31, 2006, p. 85–91.

WÜSTERHAGEN (Rolf), WOLSINK (Maarten), BÜRER (Mary Jean), « Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept », *Energy Policy*, 35, 2007, p. 2683–2691.

ZGV (ZENTRALVERBAND GEWERBLICHER VERBUNDGRUPPEN E.V), *Die wesentlichen Änderungen des GenG durch die Novelle 2006*, 2006, Cologne.

ZOELLNER (Jan), SCHWEIZER-RIES (Petra), WEMHEUER (Christin), « Public acceptance of renewable energies: Results from case studies in Germany », *Energy Policy*, 36, 2008, p. 4136–4141.

ANNEXES

Carte 1. Les régions de planification de l'éolien dans le Brandebourg

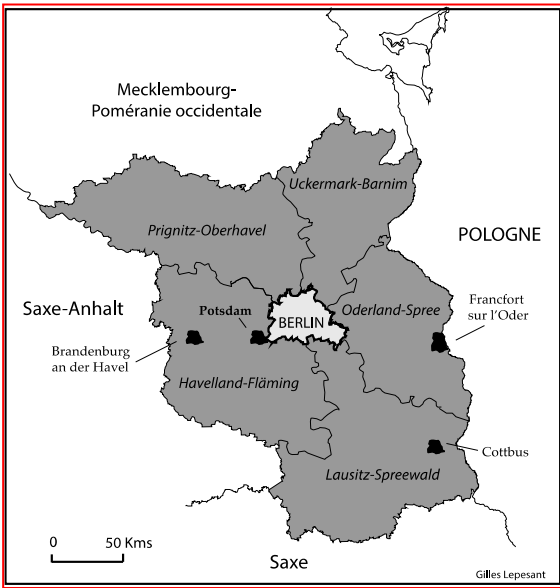


Schéma 1. Evolution du nombre des coopératives énergétiques en RFA de 2001 à 2012

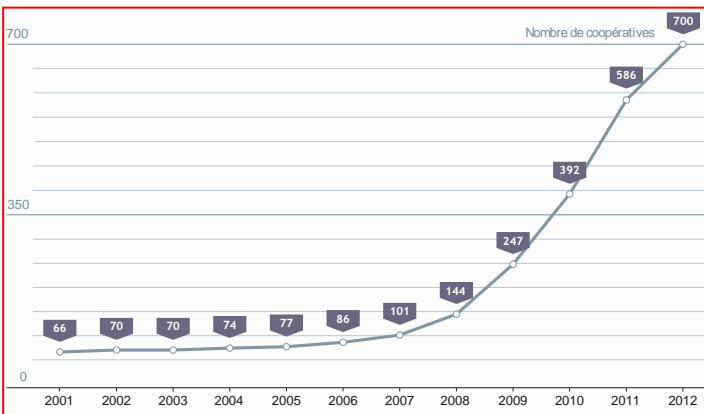
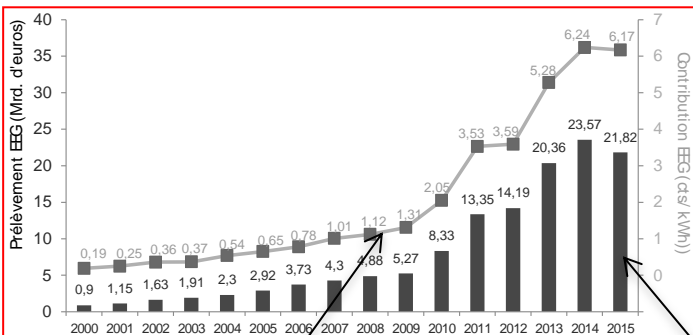


Schéma 2. Coût du soutien au déploiement des énergies renouvelables



Coût du dispositif de soutien

Montant de la contribution EEG (cts/kWh)

Malmö

Gilles Lepesant

Synthèse

- L'intensité énergétique de la Suède est élevée en raison du climat et de l'importance de l'industrie manufacturière. Le pays n'émet cependant que 4,25 tonnes de CO₂ par habitant.

- Les objectifs de la politique climat-énergie énoncés en 2009 à l'horizon 2020 sont une réduction de 40% des émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990, un mix énergétique composé à 50% d'énergies renouvelables, une hausse de 20% de l'efficacité énergétique. En 2015, le Premier ministre suédois a formulé l'objectif d'être le premier pays au monde ne consommant plus d'énergies fossiles.

- Pour l'heure, le mix énergétique suédois repose sur les énergies fossiles (30%) le nucléaire (13%) mais la part des énergies renouvelables est la plus élevée de l'UE (51%). La production électrique est, elle, quasiment décarbonée : y contribuent l'énergie hydraulique (40,7 %), l'énergie nucléaire (42,6 %), l'énergie éolienne (6,6 %), la biomasse (7,6 %) tandis que la part des énergies fossiles est marginale (2,5 %).

- La phase de libéralisation du secteur énergétique engagée dans les années 1990 a partiellement remis en cause le rôle des municipalités mais celle-ci reste des actrices majeures de la transition énergétique. Le pays se distingue notamment par un système développé de chauffage urbain alimenté par des centrales de cogénération utilisant 83,5 % d'énergies renouvelables. 60 % des besoins de chauffage du pays sont ainsi couverts.

- Le cas de Malmö confirme le degré de maturité de la transition énergétique en Suède et est instructif pour 3 raisons principales :

- La ville a surmonté la déstructuration de son tissu industriel (chantiers navals) sur la base notamment de projets urbains novateurs qui incarnent une stratégie énergétique ambitieuse. Néanmoins, compte-tenu de l'importance des défis sociaux à relever (importante immigration récente, taux de chômage élevé des jeunes, inégalités sociales croissantes), la pertinence de projets type éco-quartiers fait débat.

- Comme d'autres villes suédoises, Malmö s'appuie sur des entreprises municipales en charge de la gestion des déchets, de l'eau, du logement, de la chaleur. Se focaliser sur le cas de cette ville permet d'éclairer le rôle et la gouvernance de ces entreprises dans la transition énergétique et de préciser leur articulation avec le droit européen.

- Le cas de Malmö témoigne également des formes nouvelles que prend le partenariat avec le secteur privé, en l'occurrence avec E. On, propriétaire du réseau de chaleur de la ville et partenaire autour d'un projet de réseau intelligent.

- Certaines similitudes sont notables entre la France et la Suède (rôle du parc nucléaire, du parc hydro-électrique, intérêt pour des structures du type sociétés publiques locales, rôle significatif de l'État). Plus que les modalités du développement des énergies renouvelables, la coopération nouée entre la municipalité de Malmö et les différentes entreprises municipales en matière de transition énergétique apparaît riche en enseignements.

Introduction

L'intérêt de Malmö (318 000 habitants en 2012) est d'avoir tenté de surmonter une déstructuration de son tissu industriel en misant sur les paradigmes de la ville créative et de la ville durable. Au premier abord, le succès de cette stratégie est avéré. La ville a reçu plusieurs récompenses nationales et internationales (comme le *World Habitat Award* en 2010). Ses projets urbains novateurs, notamment celui développé dans le quartier Port de l'Ouest, lui ont valu de renouveler radicalement son image naguère liée à son industrie des chantiers navals. Dans son Plan Environnement de 2009, la ville se fixe pour objectif de devenir la "ville suédoise la plus respectueuse du climat". D'ici à 2020, tous les bâtiments publics devront valoriser les énergies renouvelables. D'ici à 2030, la municipalité devra dans son ensemble être approvisionné à 100% en EnR.

Pourtant, le point de départ de ce parcours fut une crise industrielle qui valut à la ville la perte de 40 000 emplois industriels dans les années 90. Autre particularité de la ville : sa forte population étrangère dont l'intégration pose des défis à la fois en termes économiques et sociaux et sur le plan urbanistique. Les 2 volets de la notion de développement durable, le volet social et le volet environnemental, doivent ainsi être articulés dans la stratégie de la municipalité sans que leur complémentarité soit toujours évidente. L'arrivée en Suède de 190 000 réfugiés en 2015 (pour un pays de 9,8 millions d'habitants) a concerné au premier chef la ville de Malmö en raison de sa localisation au débouché du pont d'Öresund emprunté par une grande partie de ces réfugiés. Enfin, l'examen des enjeux énergétiques de la Suède à travers de le prisme de Malmö permet d'illustrer les défis que pose le droit européen à un système qui mêle logique commerciale et service public, notamment pour la production de chaleur à partir de déchets.

Un bilan nuancé de la transition énergétique à l'échelle nationale

En matière de transition énergétique, la Suède se distingue de la plupart des autres pays européens par la précocité de ses choix. La transition vers les énergies renouvelables a ainsi débuté dès les années 1970 avec des ambitions élevées pour un pays jouissant de conditions peu favorables (hivers rigoureux, superficie importante (3ème pays européen par sa surface), densité démographique faible). Face au choc pétrolier, le pays a choisi de limiter sa dépendance aux importations d'hydrocarbures en valorisant ses propres ressources (hydraulique, biomasse) ainsi que le nucléaire.

Le parc nucléaire suédois compte 5 centrales nucléaires dont 3 sont en 2016 en activité : Forsmark, Oskarshamn et Ringhals (situées sur le littoral dans la partie sud du pays). Ågesta a été fermée dès 1974, Barsebäck en 2005. À la suite d'un référendum en 1980, la sortie du nucléaire avait été actée à l'horizon 2010. En 2010, cette disposition a été annulée par le Parlement. La construction de nouveaux réacteurs est de nouveau possible mais uniquement sur des sites déjà en service, sans le recours à des subventions et à la condition que les anciens réacteurs soient éteints. Dans cette recherche permanente du consensus qui caractérise le jeu démocratique suédois, le nucléaire est ainsi ni arrêté, ni relancé. En résulte un manque de visibilité qui se traduit notamment par des investissements limités et, en conséquence, par des pannes fréquentes dans le parc nucléaire existant.

Quel bilan provisoire dresser ? Plusieurs indicateurs attestent d'un parcours flatteur de la part de la Suède. Non contente d'être le pays le plus ambitieux de l'UE en matière d'énergies renouvelables (elles représentent 49% de son mix énergétique), elle est l'un des rares à avoir dès 2012 quasiment atteint les objectifs envisagés pour 2020 (51%). Elle ambitionne par ailleurs d'être le premier pays décarboné au monde d'ici à 2050²⁹⁰ et ses territoires exemplaires (la ville de Växjö, le quartier

²⁹⁰ Climate Action | November 2, 2015

Hammarby Sjöstad de Stockholm, l'île de Gotland) font l'objet d'une littérature abondante. Si l'intensité énergétique du pays reste élevée (en raison notamment des industries de l'acier et du papier), elle a été réduite entre 1995 et 2011 de 25%. Dans le même temps, la population du pays a cru de 7%, son PNB de 51%.

De même, la Suède est le seul pays de l'UE à tirer parti des instruments proposés par l'UE dans le cadre de sa Directive sur les énergies renouvelables pour développer la coopération régionale (depuis le 1^{er} janvier 2012, la Suède et la Norvège ont un marché commun en matière de certificats verts). Le marché électrique Nordpool associe également plusieurs pays scandinaves. Quant au coût de la transition, les consommateurs ne semblent pas pénalisés par la montée en puissance des renouvelables. La Suède affichait le prix annuel moyen de l'électricité pour les industriels le plus bas de l'UE en 2014 (0,07€/kWh contre 0,18€/kWh à Chypre, État-membre où le prix est le plus élevé). Même constat dans le cas des prix au détail. Le prix acquitté par les consommateurs suédois n'est que de 0,05€/kWh contre 0,16€/kWh à Chypre). Un pays disposant pourtant d'un niveau de vie moins élevé comme la Pologne affiche des prix plus élevés, ce qui permet à la Suède d'exporter vers ce pays une partie de son électricité bon marché.

Pourtant, un examen plus précis conduit à un bilan nuancé de la transition suédoise. D'une part, l'hydro-électricité tient une place majeure dans l'éventail des énergies renouvelables. Sur les 151.2 TWh d'électricité produits en 2014 (Svensk Energi, 2015), près de la moitié (42.4%) provenait du secteur hydro-électrique, 7,6% de l'éolien. En outre, les faibles émissions de carbone renvoient en partie à un parc nucléaire qui contribue à 41% à la production d'électricité. En somme, le mix énergétique de la Suède repose avant tout sur l'hydroélectricité et le nucléaire. Les prix sont, eux, soumis à une forte volatilité.

Par ailleurs, si les objectifs sont ambitieux, la visibilité manque quant aux moyens mis en œuvre pour les atteindre. De ce point de vue, le système des certificats verts en vigueur ne présente pas que des avantages. Dans ce système, les acteurs obligés (fournisseurs d'électricité) doivent remplir un quota d'électricité verte (de 14,5% en 2014) dans leur mix et détenir le nombre de certificats correspondants (un certificat équivaut à 1 MWh d'électricité renouvelable). Un tel système n'est pas exempt de défauts. En ne distinguant pas les technologies, ils avantagent les instruments les moins coûteux, n'encourage donc pas l'innovation et bénéficie au final à l'éolien (63 % des certificats en 2013) et aux centrales à biomasse (32 %). De plus, de nombreuses installations qui existaient avant la mise en place du dispositif ont pu en bénéficier. Enfin, l'important surplus de certificats sur le marché (13 millions) a provoqué une baisse de leur prix (20 €/MWh en 2014) de sorte que les incitations à l'investissement à long-terme ne cessent de se réduire.

La tendance dominante est toutefois une montée en puissance de l'éolien. En 2014, plus de 400 éoliennes ont été implantées, ce qui porte leur nombre à 3 000 pour une production totale de 5 400 MW. Par habitant, les capacités de production de l'éolien sont proches de celles de l'Allemagne, soit largement supérieures à celles de la plupart des autres pays européens. Les capacités de production de l'hydroélectricité ne progressent, elles, que faiblement et étaient de 16 155 MW la même année en raison notamment d'un soutien de plus en plus réduit en faveur des petites installations.

Le principal instrument de soutien aux renouvelables est le système des certificats, les subventions à l'investissement étant réservées au solaire (qui joue un rôle mineur dans le mix énergétique). L'objectif du système en place est de porter la production d'électricité renouvelable de 25 TWh d'ici à 2020. En 2014, une loi a été adoptée introduisant le *net metering*. Le budget 2016 prévoit par ailleurs un soutien accru au photovoltaïque pour multiplier par 8 le parc existant grâce à un investissement de 390 millions SEK (41 millions €) par an entre 2017 et 2019 (financé par une augmentation des taxes sur les carburants et par la privatisation de mines de charbon).

À l'échelle des territoires, la municipalité est l'acteur municipal

Des comtés aux compétences limitées

Le Comté qui englobe Malmö (la Scanie) a résulté d'un mouvement plus large de transformation des structures intermédiaires (fusion des comtés de Malmöhus, de Kristianstad et des services de santé de Malmö). Compte-tenu de la volonté du gouvernement suédois de réduire le nombre des régions à 6 ou 9, la Scanie a en outre ouvert des discussions avec le comté voisin de Småland-Blekinge, sans que le scénario d'une fusion soit pour autant réaliste à court terme.

Chaque Comté dispose d'une part d'une administration déconcentrée de l'État, d'autre part d'une administration dirigée par un exécutif élu. Les comtés sont entre autres chargés de coordonner les actions conduites dans la région en matière de transition énergétique. Ils ont également été missionnés par le gouvernement en 2008 pour élaborer et développer des stratégies Energie-Climat et Énergie, lesquelles ne s'imposent pas aux autres collectivités locales. En matière de planification, le Comté prépare des études, formule des objectifs mais les municipalités ne sont pas tenues de suivre les orientations énoncées. Le Comté ne verse pas de subvention. L'unique domaine dans lequel il exerce une responsabilité est celle des transports publics. L'administration déconcentrée de l'État exerce, elle, un contrôle à posteriori sur les décisions des municipalités.

L'acteur principal est la municipalité

L'acteur principal est donc la municipalité dont la taille oscille en Suède entre 3 000 et 700 000 habitants (Stockholm), la taille moyenne étant 16 000 habitants. Au cours des décennies passées, l'État s'est déchargé sur les municipalités de plusieurs responsabilités, notamment dans le domaine social et éducatif tout en portant le nombre des municipalités de 2 300 à 290. Elles sont donc plus que jamais des acteurs essentiels même si les transferts financiers n'ont pas toujours correspondu aux transferts de compétences.

L'implication des municipalités dans la production d'énergie bénéficie d'une tradition de plus de 150 ans en Suède lorsque des entreprises municipales furent établies dans les années 1860, notamment pour l'éclairage des rues par des usines à gaz (Thörnqvist, 1984). Le développement de générateurs d'électricité à la fin des années 1880 renforça encore l'appétence des municipalités pour la production d'énergie. Au lendemain de la Seconde Guerre mondiale, la forte croissance de la demande d'énergie ne pouvant être satisfaite par la seule hydro-électricité, les municipalités s'emparèrent de la technologie de la cogénération. Dans les années 70, le rôle des municipalités fut non seulement reconnu mais renforcé.

Ainsi fut votée en 1977 la loi sur la planification municipale de l'énergie selon laquelle les municipalités sont fortement incitées à élaborer une planification énergétique. Toutefois, en 2009, soit plus de 30 ans après l'adoption de la loi, 35% seulement des municipalités disposaient d'un plan énergie. Les municipalités jouent néanmoins un rôle clef. Elles peuvent agir en tant qu'opérateurs publics, propriétaires immobiliers, employeurs et/ou propriétaires d'une entreprise énergétique. La libéralisation du marché de l'électricité dans les années 1990 a certes réduit leur rôle. Elle a provoqué la séparation de nombreuses compagnies énergétiques municipales en deux entités, l'une possédant et gérant le réseau, l'autre produisant de l'électricité et du chauffage urbain. De nombreuses municipalités ont par la suite vendu une partie de ces actifs. La plupart sont néanmoins parvenues à conserver des leviers importants de la transition énergétique. Le cas de Malmö est à cet égard symptomatique : dans la foulée du processus de libéralisation, la ville a cédé à E. On certains leviers d'action (notamment son réseau de chaleur) mais en a conservé d'autres, tout autant précieux pour atteindre ses objectifs.

S'agissant des moyens financiers, les deux tiers des ressources financières des collectivités en Suède sont aux mains des municipalités. Ces ressources proviennent principalement de l'impôt proportionnel sur le revenu. Le niveau de cet impôt est fixé par chaque conseil dans chaque collectivité. Un impôt sur le revenu établi au niveau central existe également, mais il n'est payé que par les plus hauts revenus, en supplément de l'impôt acquitté localement. La plupart des Suédois ne doivent acquitter que l'impôt sur le revenu décidé par les collectivités. En moyenne, les Suédois versent 31% de leurs revenus au titre de cet impôt.

Tableau 1. Sources de revenu des collectivités locales en Suède (en %)

Source de revenu	Municipalités	Conseils de comté et régions
Impôt local sur le revenu	68%	73%
Subventions générales	11%	6%
Subventions spéciales	5%	13%
Redevances	7%	3%
Autres revenus	9%	5%
Total	100%	100%

Source : Lidström, 2011, p.268.

Un système de péréquation est en place dont Malmö est bénéficiaire. Sa base fiscale est en effet limitée du fait d'un taux de chômage élevé, de fortes dépenses sociales liées à la présence d'une importante population immigrée et de nombreux migrants journaliers qui travaillent au Danemark et qui paient leurs impôts dans ce pays. Dans les années qui ont suivi la mise en service du pont d'Öresund, de nombreux salariés danois se sont installés à Malmö dont les prix sont moins élevés qu'au Danemark. En 1999, les journaliers étaient moins de 3 000 par jour. Ce chiffre a depuis été multiplié par 10. Néanmoins, ces journaliers acquittent l'impôt sur le revenu au Danemark et non en Suède. Dans la région, deux collectivités seulement sont contributrices nettes : Vellinge et Lomma.

À Malmö, des ambitions écologiques nées de la restructuration industrielle

L'héritage d'une histoire liée à l'énergie

La question énergétique est prégnante dans l'histoire de Malmö, la ville ayant été durant plusieurs siècles victime de son éloignement des ressources forestières situées dans le nord du pays. L'arrivée du charbon au milieu du 19^{ème} siècle changea la donne et créa les conditions d'un développement industriel. Un siècle plus tard, le choc pétrolier provoqua une nouvelle inflexion, la crise économique frappant particulièrement les principaux secteurs du tissu économique : l'industrie manufacturière et les chantiers navals.

Longtemps la ville fut identifiée à Kockums, l'entreprise de chantiers navals qui se targuait encore en 1952 et 1953 de commercialiser davantage de tonnage que toute autre entreprise au monde. La concurrence souffrait dans les années 60, pas Kockums qui lança à cette époque de nouveaux investissements dont la construction d'une des plus grandes grues. Le choc pétrolier fut néanmoins fatal à l'entreprise. Elle dut être nationalisée en 1979 avant de fermer en 1986. Le débat se porta alors sur l'entreprise qui pourrait investir dans la ville et remplacer une partie des 3 000 emplois perdus lors de la fermeture des chantiers navals. Ce fut Saab qui aménagea en 1989 une usine qualifiée alors d'une des plus modernes au monde, qui recruta 1 400 salariés avant d'annoncer en 1991... la fermeture du site. À cette crise économique et sociale s'ajouta l'afflux de réfugiés de différentes régions du monde ainsi qu'une réforme fiscale qui désavantagea Malmö. Cette crise se prolongea et se traduisit par un recul important sur le plan démographique. Dans le contexte de finances publiques dégradées, la municipalité décida la même année que la fermeture de l'usine

Saab de céder à E. On pour 2,3 milliards SEK (environ 250 millions €) l'entreprise électrique de la ville avec ses 740 employés.

La ville durable comme réponse à la désindustrialisation

L'élection en 1994 à la mairie d'un architecte d'origine estonienne, Ilmar Reepalu (maire jusqu'en 2013), fournit une impulsion nouvelle à la ville. Le maire se revendiqua pour sa vision de la ville des travaux du Professeur Åke E. Andersson connu pour sa théorie sur la société des 4 K (connaissance, capital, communication, culture – 4 mots qui, en suédois, commencent par la lettre K). Un redressement s'opéra, adossé à quelques projets phare et dans le contexte de décisions initiées au niveau national.

L'État renforça notamment son soutien aux municipalités accueillant de nombreux réfugiés et modifia à nouveau le cadre des finances locales, cette fois-ci au profit de communes comme Malmö. La ville bénéficia en outre de projets nationaux, tels que le pont Öresund qui relie la ville à Copenhague ou encore la création de l'Université de Malmö. La ville accueille également une exposition internationale d'architecture en 2001 (Bo01) sur une partie du site des anciens chantiers navals (Port de l'Ouest) et la municipalité se fixa d'ambitieux objectifs en matière de développement durable. En lieu et place des chantiers navals, un éco-quartier fut construit, projet qui doit encore s'étendre à d'autres sites contigus. Réalisation emblématique de cette nouvelle ère pour la ville, la tour tournante conçue par Santiago Calatrava fut terminée en 2005. Sa hauteur égale celle de la grue des anciens chantiers Kockums qui fut déménagée en Corée du Sud en 2002. Reflet de cette nouvelle dynamique, le contexte démographique est devenu plus favorable. De 262 397 habitants en 2001, la ville est passée à 307 758 en 2013 en partie grâce à une immigration d'origine étrangère (la moyenne d'âge de la ville est de 36 ans et plus de 177 nationalités y sont représentées).

La crise financière de 2008 a, elle, peu affectée Malmö même si les conditions favorables accordées par la municipalité aux développeurs pour qu'ils ne remettent pas en cause certains projets urbanistiques a fait débat. Le développement tertiaire de la ville se poursuit avec la construction d'un Centre des Congrès, d'un nouveau centre commercial (Emporia) ouvert en 2012 et de plusieurs hôtels. Le débat politique porte néanmoins sur les défis que la ville tarde à relever malgré la fin avérée de l'ère industrielle.

Naguère constitutive de l'identité de la ville, la main d'œuvre ouvrière ne représente plus que 8% de la population active (contre 14% dans les années 70). En 1990, 1 salarié sur 5 de Malmö travaillait dans une entreprise de plus de 500 salariés contre 1 sur 10 une décennie plus tard. Néanmoins, les nombreux emplois créés ces dernières années ont peu bénéficié aux perdants de la restructuration industrielle. Les inégalités se sont davantage creusées à Malmö que dans le reste de la Suède, le taux de chômage y est supérieur à la moyenne nationale, surtout parmi les jeunes, et l'afflux de populations étrangères préoccupe d'autant plus que l'intégration des familles arrivées au cours des années passées est loin d'être réussie.

La ville enregistre 6 000 habitants en plus chaque année (sans compter l'afflux de réfugiés constatés en 2015 qui fait de la Suède l'État-membre ayant accueilli le plus grand nombre d'immigrés par habitant cette année-là). Or, la ville s'est engagée à ce que le bâti ne dépasse pas les limites du boulevard périphérique, tout étalement urbain s'opérant nécessairement sur des terres agricoles très fertiles. Le Plan d'urbanisme adopté en 2014 repose sur l'hypothèse d'une croissance de la population de 100 000 habitants au cours des 20 années à venir. À cette croissance démographique s'ajoute un défi social, la ville abritant plusieurs quartiers en difficulté. La ville de Malmö n'est donc pas seulement une ville affichant d'ambitieux objectifs en matière de politique

énergie-climat. Elle est aussi et surtout une ville confrontée aux deux dimensions de la notion de développement durable, sa dimension environnementale et sa dimension sociale.

La prise en compte des enjeux climatiques dans la politique urbanistique

Le défi énergétique

À l'échelle nationale, les DSO (distributeurs d'énergie) sont tenus depuis 2009 de fournir à leurs clients suédois des compteurs intelligents mais ces derniers ne permettent que rarement une gestion active des équipements. Depuis octobre 2012, les DSO sont tenus de proposer des compteurs intelligents fournissant des données heure par heure aux consommateurs qui le demandent. La Suède est ainsi devenue le pays où les consommateurs changent le plus volontiers de fournisseur d'électricité.

La municipalité (qui a préféré ne pas distinguer une politique Énergie-climat spécifique mais de responsabiliser l'ensemble des départements en la matière) a plusieurs leviers importants pour influencer sur l'évolution de son paysage urbain. D'une part, elle a la maîtrise d'une large partie du foncier, la moitié des 15 000 Ha qui composent la superficie de la ville lui appartenant. Elle s'est portée acquéreuse des terrains naguère occupés par les chantiers navals à la suite de leur déstructuration. Elle détient par ailleurs le monopole en matière de planification, tout projet requérant son approbation.

Autre levier essentiel : l'entreprise municipale MKB qui gère une grande partie du patrimoine immobilier de la ville. En l'absence en Suède d'organismes dédiés spécifiquement au logement social, les entreprises municipales de logements jouent un rôle clef. À Malmö, MKB dépend de la municipalité (celle-ci est son unique actionnaire et le Conseil est renouvelé à chaque élection municipale) et détient environ le tiers des logements loués dans la ville (soit 23 000 logements). Les habitants en attente d'un appartement sont inscrits sur un registre tenu par la municipalité et les loyers sont convenus dans un cadre national (les foyers modestes bénéficient d'allocations mais sans que des immeubles spécifiques leur soient dédiés). MKB est partie prenante de plusieurs projets novateurs. L'objectif premier est certes de construire mais aussi d'accumuler des expériences, notamment en matière énergétique. Dans ce domaine, la consommation de chaleur s'est stabilisée au cours des 20 années écoulées tandis que le stock de logements s'est étoffé de 25%. Le constat néanmoins, comme l'indique un responsable de l'entreprise, "est qu'on a fait la partie la plus facile du parcours ; désormais, les progrès sont difficiles à accomplir". La gestion de la chaleur est principalement collective puisqu'aucun immeuble ne dispose de compteurs individuels et les occupants disposent d'une marge de manœuvre limitée pour décider de la température de leur logement.

La température moyenne est décidée par MKB (qui dispose de statistiques précises sur la température des appartements), la facture est partagée entre les occupants. La mise en place de compteurs individuels, après avoir été examinée, a été écartée en raison de son coût. Les travaux d'isolation thermique dans le stock existant ne sont réalisés la plupart du temps que lors de rénovations plus générales. Outre une meilleure gestion du chauffage, MKB tente d'agir sur l'eau chaude (qui représente 1/3 de la facture énergétique totale) en sensibilisant les occupants et en testant dans 5 000 de ses 23 000 logements le compteur individuel. Pour le financement de ses opérations, MKB s'appuie sur l'endettement (son encours actuel s'élève au tiers de sa valeur patrimoniale).

MKB est partie prenante des projets urbanistiques les plus novateurs. De l'expérience de Port de l'Ouest (voir ci-après), l'entreprise a retenu qu'une coopération étroite avec les architectes et surtout les entreprises de construction s'imposent compte-tenu des performances énergétiques

obtenues, parfois décevantes. Dans un immeuble novateur (projet Greenhouse, commercialisé depuis fin 2015), des panneaux photovoltaïques sont installés qui sont la propriété de MKB. L'entreprise vend et achète l'énergie dans le cadre d'un partenariat avec E. On. À Hyllie, autre projet innovant, un contrat d'un type différent a également été noué avec E. On.

Par ailleurs, la ville fixe certes ses propres normes en matière urbanistique, par exemple la densité, la hauteur des bâtiments, mais a dû renoncer à exiger davantage de la part des développeurs. À Malmö comme à Lund, s'imposait jusqu'en 2015 un "Programme environnemental de construction" mis en place en 2009. L'idée était d'imposer des normes lors des ventes de terrain à des constructeurs. 5 thèmes étaient traités à travers ce programme (dont l'énergie, la biodiversité, les moisissures, etc.). Pour chacun de ces thèmes, le constructeur devait choisir entre 3 niveaux d'ambition : A, B ou C. Même le niveau C, le moins ambitieux, était plus exigeant que les normes nationales. Une vérification était opérée 2 ans puis 5 ans après la mise en service du bien. Ce type de partenariat (élaboré conjointement avec l'Université de Lund) permettait d'avoir un dialogue substantiel entre la municipalité et les opérateurs et d'essayer dans le reste de la ville les innovations introduites dans l'éco-quartier Bo01 (voir ci-après).

Le gouvernement conservateur a néanmoins mit son veto à cette pratique à partir de 2015, la raison principale étant que le pays souffre d'un manque de logements. Dans ces circonstances, les restrictions doivent être selon lui aussi réduites que possible et les normes imposées aux constructeurs privés ne sauraient varier d'une ville à l'autre. Il reste que la ville a initié plusieurs projets emblématiques des avancées et des défis en matière de transition énergétique.

Le projet Port de l'Ouest

Port de l'Ouest (Västra Hamnen) s'étend sur 140 Ha et comptait en 2015 4 000 habitants. Les terrains furent conquis sur la mer au 18^{ème} siècle et dans les années 1990, une grande partie d'entre eux étaient des friches industrielles (ils constituaient le périmètre des anciens chantiers navals) avec d'importants problèmes de pollution des sols. Plusieurs principes furent actés : les transports en commun sont alimentés par des biocarburants, l'usage de la voiture doit être aussi limité que possible, aucun matériau figurant sur la liste des matériaux classés dangereux par la législation nationale ne peut être utilisé dans la construction et les matériaux utilisés doivent être réutilisables.

La première phase du projet compte 1 000 appartements sur 25 Ha, l'objectif étant à terme d'atteindre 10 000 habitants et 20 000 salariés et étudiants (la nouvelle Université a ouvert en 1998). Un tiers des appartements répond aux normes du logement passif et les 2/3 restant sont classés basse consommation (la consommation moyenne annuelle est d'environ 45 kWh/m² et 65 kWh/m² respectivement pour une norme nationale moyenne de 110 kWh/m²). Les eaux de surface sont gérées par un réseau de canaux qui permet à la fois une gestion de l'eau de pluie et l'entretien de la végétation.

Le quartier est approvisionné à 100% par des énergies renouvelables. L'électricité est fournie par des éoliennes installées quelques centaines de mètre à l'écart et par des panneaux solaires (thermiques). Ces derniers sont la propriété d'E. On qui loue les façades. La pompe à chaleur Aktern est au cœur du réseau de chaleur et de froid. La chaleur et le froid sont procurés par des aquifères, en l'occurrence 6 puits chauds et 6 puits froids. En été, le froid stocké dans des aquifères est réinjecté tandis que le chaud est stocké en perspective de l'hiver. Les 1400 m² d'installations solaires thermiques permettent de satisfaire 15% des besoins en chaleur du site auxquels s'ajoutent 120 m² de panneaux photovoltaïques. Si le réseau de chaleur de la ville peut suppléer en cas de besoin, le bilan est selon E. On relativement équilibré. En revanche, pour l'électricité, la consommation est supérieure (environ 105KWh/m²) à ce qui était envisagé.

Pour la gestion des déchets, plusieurs systèmes novateurs ont été introduits. Un réseau souterrain a été aménagé pour un lot, avec 2 variantes. Dans les 2 cas, les déchets sont triés par l'habitant puis jetés dans des bornes situées sur la voirie. Ils sont ensuite "aspirés" vers un container qui est vidé à échéances régulières. Le système, très novateur lorsqu'il fut introduit dans les années 90 n'a toutefois pas donné satisfaction. Tout déchet mal trié nécessite une intervention très coûteuse. Comme l'indique un responsable de la municipalité, "la borne donne le sentiment au citoyen que son déchet disparaît comme par enchantement. Cela le déresponsabilise. En conséquence, il jette tout et n'importe quoi. Notre expérience et nos enquêtes laissent à penser que le meilleur système, c'est un local au pied d'un immeuble avec des fenêtres pour sécuriser l'habitant, des couleurs sympathiques, des portes qui s'ouvrent automatiquement, bref... il faut des solutions pratiques et fonctionnelles. Tout progrès technologique n'est pas nécessairement bon à prendre".

Par ailleurs, pour les déchets ménagers, un autre système novateur a été introduit dans certains immeubles. Sous l'évier, les habitants disposent d'un broyeur. Une fois les déchets broyés, ils sont transportés dans un container à travers un réseau distinct du réseau des eaux usagées. Le coût est élevé et les résultats similaires à ceux introduits depuis 2012 par Va Syd avec des sachets en papier adaptés et des containers de couleur spécifique (marron). En somme, rien ne justifie que ce système novateur soit introduit dans d'autres projets de la ville.

La municipalité a par ailleurs fait le choix d'interdire au même constructeur de construire sur 2 parcelles contiguës, l'idée étant ici d'assurer la diversité architecturale et de garantir une visibilité à un large éventail d'architectes. Le projet a servi de vitrine à plusieurs technologies. Ainsi, la construction bois n'est légalisée que depuis 2001. Dans Port de l'Ouest, 2 projets en bois ont été retenus pour démontrer l'intérêt et les possibilités offertes par ce mode de construction.

Dans un premier temps, le projet a eu peu de succès. Loin du centre, il souffrait de l'image industrielle de la zone et de prix élevés. L'été suivant, le flux des acheteurs a sensiblement grossi. Les acheteurs privés ont été convaincus par la proximité de la mer, les connexions avec le centre-ville, les perspectives de liaison avec Copenhague (certains acheteurs sont danois). Dans les années qui ont suivi la réalisation de la première phase du projet, un suivi précis a été effectué pour connaître les opinions des habitants. Les enseignements obtenus furent pourtant limités, les habitants refusant rapidement d'être considérés comme "des animaux de laboratoire" (dixit un responsable municipal). Le principal constat établi fut néanmoins que l'argument écologique a joué un rôle secondaire dans la décision d'achat des nouveaux occupants. Le principal atout du projet semble avoir été... la proximité de la mer, de Copenhague et les connexions avec le centre-ville. Sur le plan de la diversité sociale, un responsable municipal reconnaît : "les prix sont 10-15% plus chers que la moyenne en ville. On n'a pas pu empêcher la constitution d'un ghetto de riches". Consciente des risques, la municipalité a imposé un immeuble réservé aux seniors (+ 55 ans) avec des équipements adaptés ainsi qu'une résidence d'étudiants. Pour la deuxième phase du projet, la municipalité souhaite que 50% des logements soient en location et que ce taux monte à 70% pour la 3^{ème} phase.

Le financement du projet a largement bénéficié du LIP (Local Investment Programmes) lancé en 1996 par le gouvernement national. L'idée était de lancer un projet permettant à la fois de suppléer la disparition des chantiers navals, d'expérimenter des solutions innovantes et d'acter la transformation de la ville en une ville créative et durable. Au titre de ce programme, la ville a perçu 250 millions SEK (environ 27 millions €) et la moitié des investissements a été à la charge des acteurs publics, la municipalité étant coordinatrice du projet. En 2002, 2 programmes ont fait suite au LIP, à savoir le "programme d'investissement pour le climat" puis "la Délégation pour les villes durables", nettement moins dotés.

Au final, le projet est perçu par la municipalité comme un lieu d'expérimentation remarquable qui a permis d'innover ailleurs dans la ville. La municipalité retient surtout une méthode fondée sur la recherche permanente d'un consensus entre toutes les parties prenantes et sur une transparence maximale. Cette méthode de concertation a eu par ailleurs une illustration concrète avec le mise sur pied du centre Helix, un local dédié à l'urbanisme durable où échangent les institutions locales, les architectes et les développeurs. Dans l'incubateur Minc également situé dans le quartier Port de l'Ouest, investisseurs et académiques engagés dans la lutte contre le changement climatique sont soutenus pour monter des projets communs pendant 2 ans. Pour les investisseurs des secteurs de l'urbanisme et de l'architecture, participer au projet Port de l'Ouest a permis de bénéficier de son effet-vitrine, d'entrer dans un dialogue avec les équipes de la municipalité, de développer une coopération avec autres constructeurs, de partager des informations sur les matériaux, la logistique, les technologies et de partager les frais de marketing.

Le projet Hyllie

L'opération urbaine dans le quartier Hyllie en cours en 2015 (à terme, 9 000 appartements, 10 000 bureaux doivent être construits) est la reprise d'un projet envisagé dans les années 60 puis abandonné à la suite de la crise économique et démographique de la ville. L'initiative est venue d'un promoteur qui privilégia une approche régionale prenant acte des implications de l'existence du pont d'Öresund. Son raisonnement s'appuya sur l'idée qu'un foyer de 3,5 millions de personnes vivent après la construction de ce pont à moins de 45 minutes du quartier Hyllie. Il envisagea en conséquence une enceinte sportive et un centre commercial autour desquels viendrait se greffer un projet immobilier. Le point de départ fut donc tout autre que dans le cas de Port de l'Ouest. Si l'idée de départ n'était pas cette fois-ci de créer un projet architectural novateur, la municipalité a toutefois souhaité que les normes les plus ambitieuses soient respectées même si la législation nationale ne lui permet plus d'imposer ses exigences formellement (comme cela était possible dans le cas de Port de l'Ouest).

"Dans les faits, les choses ne se passent pas de manière si différente" estime néanmoins un responsable de la ville. Cette dernière est en effet propriétaire de la plupart des terrains. Elle cède ces derniers (ou les loue) dans le cadre d'un dialogue avec les développeurs où elle met en avant ses attentes en matière de développement durable. Un projet européen et une subvention nationale permettent de financer certaines réalisations. Pour l'heure, les bureaux sont sensiblement plus nombreux que les appartements et les investisseurs sont suédois ou danois dans leur majorité. Les appartements proposés sont les plus chers de la ville (environ 2400 kc le mètre carré contre 2200 à Port de l'Ouest et 2000 dans le centre-ville).

Pour ce projet, la municipalité, Va Syd (l'entreprise municipale chargée de la gestion des eaux et de la collecte des déchets) et E. On ont signé un "Contrat Climat local" en 2011 avec pour objectif d'aboutir à l'exemple le plus achevé en matière de réseaux intelligents en Suède. Cette mise en place d'un réseau intelligent a obtenu des financements notamment au titre du projet européen FINESCE (Future INtErnet Smart Utility ServiCEs) dont il constitue le projet de démonstration suédois. E.ON associé à Siemens inaugure notamment un système de gestion de l'énergie destiné à équilibrer l'offre et la demande en temps réel.

Pour E. On, l'intérêt du projet est multiple. Il permet d'une part de travailler avec trois types de bâti simultanément : du bâti ancien, du bâti nouveau et des bâtiments tertiaires, sans oublier le tunnel ferroviaire qui passe sous le périmètre concerné et qui offre des solutions en matière de production de froid. Le Contrat prévoit des objectifs communs et un dialogue régulier sur l'état d'avancement du projet. Il permet également de penser les questions d'énergie à différentes échelles avec différents partenaires. Plusieurs questionnements sont abordés, susceptibles d'être pertinents dans d'autres villes suédoises et européennes : comment introduire des solutions innovantes lors

d'opérations de rénovation énergétique ? Comment innover avec du bâti des années 70 ? Comment mettre en place une véritable économie circulaire à l'échelle d'un quartier multi-fonctionnel ?

Selon un représentant d'E. On, "le principal constat est que les solutions les plus pertinentes sont holistiques. Nous voulons voir quelles synergies forger concrètement entre déchets, eau, énergie, transport". Le constat établi par le groupe est que les municipalités suédoises sont de plus en plus exigeantes vis-à-vis des acteurs privés. Même si les normes nationales n'évoluent pas au gré des ambitions des élus locaux, les acteurs privés doivent être en mesure de répondre aux attentes toujours plus pointues des municipalités. Au final, des projets comme Hyllie permettent d'expérimenter des solutions techniques et *in fine* de devenir un partenaire incontournable pour d'autres municipalités en Europe.

Si le projet est loin d'être achevé, plusieurs retours d'expérience sont observés. À titre d'exemple, des compteurs dits intelligents sont installés dans 53 appartements. Il apparaît que le comportement des habitants se modifie dès qu'ils sont informés que le système est installé (même s'il ne l'est pas encore !). Ils tendent toutefois à se normaliser au fil du temps. De manière générale, les économies réalisées en termes de consommation d'électricité sont au maximum de l'ordre de 15%. Les prix spots de l'électricité ne varient pas sensiblement entre le jour et la nuit si bien que les consommateurs déplorent le manque d'incitation pour l'adoption de comportements vertueux. En outre, certaines contraintes qui apparaissent pourtant minimes pour les industriels, telles que la nécessité de changer une fois par an la batterie du compteur, semblent mal vécues par les usagers.

Le système de chauffage est pensé de manière à gérer les pointes de consommation. Si une chute significative des températures est attendue en soirée, de la chaleur est injectée pour réchauffer par avance l'enveloppe des bâtiments de sorte que la demande est moins soudaine au moment où les températures chutent effectivement. Dans les appartements, le compteur individuel intelligent est généralisé et permet de paramétrer la chaleur dans chaque pièce. L'idée est de faire payer au consommateur le confort qu'il désire plus que la quantité de chaleur consommée. Les retours d'expérience sont néanmoins encore limités. Plusieurs autres industriels sont associés au projet et une plate-forme permet à chacun de recueillir les données liées à son domaine.

À ce stade, le principal enseignement reste que le bâti ancien s'accommode mal des techniques innovantes disponibles. Celles-ci requièrent d'importants aménagements dans la structure des bâtiments et de la voirie de sorte que le neuf constitue un terrain d'application irremplaçable. Selon un responsable d'E. On, "le principal défi demeure : comment adapter notre savoir-faire au bâti ancien ?". D'autres questionnements sont plus généraux, notamment ceux en lien avec la manière dont les agrégateurs peuvent être intégrés dans le modèle. Néanmoins, certaines technologies sont jugées suffisamment matures pour envisager leur diffusion dans d'autres quartiers de Malmö. Il reste que les économies réalisées tardent à être évaluées précisément.

S'agissant de la production d'énergie, l'objectif affiché est d'approvisionner à 100% le quartier en énergies renouvelables. Chaque bâtiment doit être doté de panneaux solaires dont la production sera réinjectée dans le réseau. La production photovoltaïque ne pouvant suffire, de nouvelles éoliennes seront installées comme ce fut le cas à Port de l'Ouest. Néanmoins, dans le cas présent, l'installation d'éoliennes ne bénéficiera pas de friches industrielles. Certaines municipalités ont donné leur accord mais les habitants ont fait appel. Au final, l'option la plus probable est que la municipalité achète davantage de fermes éoliennes ailleurs en Suède afin d'aboutir au résultat – statistique – que le quartier est approvisionné à 100% par une électricité d'origine renouvelable.

L'entreprise municipale de logements, MKB, est partie prenante du projet. Elle souhaite construire sur plusieurs lots. Paradoxalement, on aurait pu atteindre de sa part des logements sociaux pour assurer une mixité sociale au sein du projet. L'idée n'a pas été retenue pour 2 raisons. D'une part,

MKB met en pratique les recommandations du gouvernement selon lesquelles les entreprises municipales doivent se rapprocher autant que possible du mode de fonctionnement des entreprises privées. MKB voit ainsi dans ce projet l'opportunité de dégager des profits qui lui seront utiles pour financer la rénovation partielle des quartiers dégradés. D'autre part, la ville considère que le projet doit être pensé globalement et non à sa seule échelle. Dans la mesure où il est entouré de quartiers socialement défavorisés, le pari est qu'il aura un effet polarisateur bénéfique pour ces quartiers également. Dans ces conditions, MKB entend construire selon des normes aussi ambitieuses que les autres développeurs.

Rosengård et Augustenborg : défis sociaux d'une ville durable

Les 2 projets urbains Port de l'Ouest et Hyllie qui ont valu à la ville plusieurs récompenses (voir plus haut) et qui lui ont permis de renouveler son image ne font pourtant pas l'unanimité sur place. Pour un fonctionnaire municipal, l'échec est patent : "depuis 2000, nous mettons en exergue dans nos plans de développement la notion de cohésion sociale et, dans le même temps, nous mettons en œuvre des projets qui contribuent à la polarisation sociale".

La municipalité s'est en effet focalisée sur des projets urbains nouveaux qui ont fortement renouvelé son image mais la majorité de la population habite dans des quartiers construits dans les années 50. L'offre nouvelle s'adresse ainsi à une population aisée de sorte que, loin de s'atténuer, les disparités sociales tendent à s'aggraver. Les tensions sociales sont particulièrement vives dans les quartiers peuplés en partie de populations d'origine étrangère de Rosengård et d'Augustenborg. Mis en œuvre dans l'ensemble de la Suède de 1964 à 1974, le programme "Millions de logements" visait à garantir à chacun un logement à un prix raisonnable (22 000 appartements furent ainsi construits à Malmö). Construits entre 1967 à 1972 dans le cadre de ce programme, Rosengård et Augustenborg furent à l'époque considérés comme des projets exemplaires. Ils sont aujourd'hui synonymes de délinquance et de chômage (le taux d'emploi y est de 38% contre 63% à l'échelle de la ville. À Rosengård, la moitié des 20 000 habitants est née hors de Suède et 86% ont des origines étrangères.

Les défis posés par les deux quartiers où se concentrent les populations les plus défavorisées sont apparus au grand jour lors des émeutes de 2008. Au mois d'août 2008, le maire décida de fermer une mosquée clandestine à Rosengård, décision qui donna lieu à plusieurs jours d'affrontements entre des habitants et les forces de police. Au-delà de la question de l'intégration des populations étrangères, les inégalités ont progressé à Malmö. Tandis que les revenus ont augmenté de 20 à 30% pour une grande partie des actifs entre 1990 et 2008, les 10% de la population les plus pauvres ont vu leur revenu chuter dans les mêmes proportions. Les 10% les plus riches ont, eux, vu leur revenu croître de 56%. Si les inégalités ont eu tendance à croître au cours de cette période dans l'ensemble du pays, elles ont plus fortement progressé à Malmö que dans la plupart des autres villes. La ville a dû repenser sa politique de cohésion sociale en reconnaissant notamment que les aspects ethniques, religieux devaient prévaloir sur les perceptions jusque-là en vigueur de la cohésion sociale, à savoir l'égalité entre les sexes et la réduction des disparités de revenus.

Dans les années 1990, 2/3 de la population vivait dans des quartiers mixtes. En 2008, ce taux n'est plus que de 50% principalement parce que les catégories de populations les moins intégrées tendent à se concentrer dans quelques quartiers spécifiques. "Même à l'échelle de Rosengård et d'Augustenborg, nous constatons que les familles se déplacent dès qu'elles progressent sur l'échelle sociale" relève un responsable municipal. Au final, le processus de ségrégation ne cesse de s'affirmer. Quant aux populations les plus aisées, elles quittent le centre-ville pour rejoindre l'habitat pavillonnaire des municipalités voisines.

La victoire d'une coalition conservatrice en 2006 à l'échelle nationale a en outre conduit à une réduction de programmes sociaux (à Malmö, les sociaux-démocrates n'ont quitté le pouvoir qu'à 2 reprises, entre 1985 et 1998 puis entre 1991 et 1994). Peu après les émeutes de 2008, une Commission pour un développement social durable réunissant élus, fonctionnaires, membres de la société civile fut constituée pour dresser un état des lieux et suggérer plusieurs pistes d'action. Dans son rapport de 2013, la Commission avance plusieurs propositions mais appelle surtout à ce que repensé l'ensemble des mécanismes de prise de décision afin que toutes les catégories de la population puissent se reconnaître dans l'identité nouvelle de la ville.

Dans son plan de développement de 2012, la municipalité prend acte du fait que "la ségrégation à Malmö, qui jusqu'à présent était comparable à celle d'autres villes suédoises de même taille atteint des proportions telles qu'elle risque de devenir le marqueur principal de son identité". Selon un responsable municipal, le problème principal est que les familles les plus pauvres et les moins intégrées dans la société n'ont pas d'autre choix que d'habiter dans le bâti des années 50-60 tandis que chacun rêve de les quitter au plus vite. "La solution ne peut donc pas résider uniquement dans l'élévation du niveau d'éducation des populations concernées. Il faut aussi agir sur le bâti, sur l'accession à la propriété, sur la responsabilisation des habitants de sorte que les personnes qui bénéficient de l'ascension sociale cessent de quitter dès que possible les quartiers en question".

Dans ces 2 quartiers, une nouvelle approche mise en œuvre à partir des années 2000 fait suite à une politique qui visait à l'origine spécifiquement ces quartiers sans les appréhender dans leur articulation avec le reste de la ville. Désormais, la planification valorise leur intégration dans la ville (d'où la priorité accordée aux transports) et la responsabilisation des habitants. Plusieurs projets sont conduits pour faciliter l'ouverture de petits commerces (en favorisant notamment l'accession au logement de leurs propriétaires), requalifier certaines parties de la voirie et favoriser les interactions sociales. La municipalité soutient ainsi les initiatives citoyennes. L'une d'elles, "les enfants dans la ville", met en contact les retraités de la ville et des familles d'immigrés dans des quartiers défavorisés. Une organisation développe des jardins communautaires dans le quartier de Rosengård. MKB (voir plus haut) propose des tâches d'intérêt collectif à certains habitants en contrepartie d'une réduction de leurs loyers.

L'un des objectifs de la municipalité est d'aborder en parallèle les enjeux énergétiques (la consommation d'électricité et de chaleur est sensiblement supérieure dans ces quartiers à celle d'autres quartiers) et les enjeux sociaux. Des installations d'énergie renouvelable ont été installées (panneaux solaires, éoliennes urbaines) et plusieurs projets visent à sensibiliser la population locale aux enjeux du changement climatique.

Les initiatives déployées à Malmö en matière de production d'énergie

Un réseau électrique privatisé

Le secteur électrique suédois a été profondément réformé en 1996 avec notamment une mise en exergue des principes de concurrence. En conséquence, les entreprises municipales ont dû adapter leur modèle économique afin de réduire les distorsions de concurrence avec les entreprises privées. Certaines villes ont même dû se résoudre à vendre leurs actifs. Vattenfall, E. On, Fortum furent les principaux acquéreurs de ces actifs. Dans le cas de Malmö, la situation tendue des finances publiques a joué un rôle déterminant dans la cession du réseau électrique à E. On tandis que le réseau de chaleur fut conservé.

En cédant son réseau électrique, Malmö n'a pas seulement pu assainir une situation financière fragilisée par la restructuration des chantiers navals. Elle a également forgé un partenariat avec E. On qui implique que les intérêts de l'énergéticien puissent être articulés avec les objectifs

ambitieux de la ville en matière de transition énergétique. Or, la mise en service en 2009 d'une centrale thermique par E. On a sensiblement accru les émissions de GES de la ville, la centrale fonctionnant au gaz. La municipalité invite régulièrement E. On à convertir la centrale à la biomasse. De son côté, E. On souhaiterait disposer de garanties de l'État car en leur absence, un tel projet ne serait selon elle pas rentable. En l'état, la centrale produit à la fois de l'électricité et de la chaleur et sa viabilité dépend notamment de la capacité des acteurs à étendre le réseau au delà des limites de la ville (en l'occurrence à une commune située au nord (Burlow). La chaleur produite est en effet excessive au regard des besoins et est fréquemment rejetée dans l'océan dans la mesure où l'usine d'incinération de Sysav (voir ci-après) bénéficie d'un accès prioritaire au réseau.

Le rôle des réseaux de chaleur dans la transition énergétique suédoise

Dans les années 50, de nombreuses municipalités suédoises ont constitué des réseaux de chaleur. Ce fut le cas de Malmö (1951), de Göteborg ou encore de Stockholm (1953) qui suivirent l'exemple de Karlstad où fut installé le premier réseau de chaleur en 1948.

Dans les années 50-60, la principale motivation des municipalités était de disposer de centrales de cogénération afin de répondre à la demande croissante d'électricité que les capacités en matière d'hydro-électricité ne pouvaient satisfaire. Peu à peu, les municipalités souhaitèrent renforcer la production de chaleur et l'association Svensk fjärrvärme créée en 1949 par 16 municipalités contribua largement à la diffusion des savoir-faire et des bonnes pratiques en matière de réseaux de chaleur. Dans les années 70, de nombreuses villes cédèrent la gestion de ces réseaux à des entreprises municipales réduisant ainsi les possibles interférences politiques sans pour autant vendre leur patrimoine au secteur privé.

Vattenfall, l'énergéticien national s'opposa à ce développement des réseaux de chaleur et des centrales de cogénération arguant que la filière nucléaire risquait d'être menacée. Il proposa ainsi dans les années 60 à plusieurs municipalités des contrats de fourniture à long-terme d'électricité à des prix suffisamment bas pour décourager la construction de centrales de cogénération. Le développement des réseaux de chaleur se poursuivit néanmoins, dans le contexte notamment du programme de construction ambitieux destiné à construire 1 million de logements entre 1965 et 1974 (voir plus haut). C'est donc dans le cadre d'un vaste programme national d'urbanisation que la technique du réseau de chaleur a pu se diffuser.

Les premiers réseaux de chaleur étaient alimentés au charbon dans les années 50 avant que le pétrole ne devienne largement prédominant dans les années 60. Le choc pétrolier changea la donne. La priorité fut accordée aux ressources nationales et au nucléaire. En outre, le gouvernement finança dans les années 70 des programmes de recherche dans le domaine de l'énergie, notamment pour promouvoir les énergies renouvelables. La biomasse forestière commença ainsi à devenir une alternative crédible aux énergies fossiles pour les réseaux de chaleur.

Jusque dans les années 80, les préoccupations environnementales renvoyaient en effet principalement aux risques de pollution de l'air, à la sécurité nucléaire ou encore aux effets des centrales hydro-électriques sur la faune et la flore des fleuves. La question du changement climatique ne s'imposa dans les discours qu'à la fin des années 80 et le gouvernement énonça pour la première fois ses objectifs en la matière en 1988. Les premières centrales destinées spécifiquement à fonctionner à partir de la biomasse forestière furent installées à Mora en 1978, à Enköping in 1979 tandis que la première grande reconversion d'une centrale de cogénération eut lieu à Växjö en 1980.

Peu à peu, la part du charbon et du pétrole recula. La rentabilité des centrales à biomasse fut renforcée par l'introduction du système de certificats verts en 2003. Ce système requiert de la part des producteurs d'électricité d'acquiescer des certificats tandis que les producteurs d'énergies renouvelables (la biomasse en faisant partie) se voient alloués de tels certificats selon leur volume de production. Conséquence de cette politique, la part de la biomasse dans les réseaux de chaleur passa de 17 TWh en 2000 à 25 TWh en 2011 alors que la biomasse représentait 45% de l'énergie produite en Suède.

Le nombre élevé des réseaux de chaleur et la montée en puissance de la biomasse forestière doivent ainsi autant à l'intérêt des municipalités pour la transition énergétique qu'aux programmes de soutien mis en place par le gouvernement. L'un des leviers d'action efficaces fut en outre la taxe carbone introduite en 1991 dont le montant n'a cessé d'augmenter mais qui resta réduite pour les centrales de cogénération.

En outre, à partir de 2008, toutes les centrales figurant dans le SEQUE (système d'échange de quotas d'émission) lancé en 2005 par l'UE, y compris celles alimentées par les énergies fossiles, bénéficièrent d'une exonération de la taxe carbone. Cette inflexion ne découragea pas les municipalités de recourir davantage à la biomasse qu'au pétrole. Néanmoins, dans certaines municipalités, l'approvisionnement en gaz fut préféré, notamment à Göteborg et à Malmö (pour la centrale privatisée au profit d'E. On).

À l'exception de quelques municipalités (dont Stockholm), les villes n'ont toutefois guère investi dans la production de biomasse forestière préférant se la procurer auprès de plateformes spécialisées. Certaines villes portuaires ont par ailleurs complété leurs approvisionnements par des importations (notamment des pays baltes et du Canada).

Cette montée en puissance de la biomasse forestière s'est accompagnée d'une refonte de la filière forestière. La ressource en bois est certes abondante en Suède mais sujette à des débats récurrents en raison d'une tendance observée à plusieurs reprises dans l'histoire du pays à la surexploitation de la ressource. Dès les 18^{ème} et 19^{ème} siècle, plusieurs forêts furent affectées par le développement de la construction bois ou encore le développement industriel du pays. Une première loi fut adoptée en 1903 destinée notamment à limiter les risques de déforestation.

L'actualisation majeure la plus récente de la législation intervint en 1994 avec pour objectif une libéralisation du secteur et, dans le même temps, une meilleure prise en compte des impératifs en matière de biodiversité. En 2004, une meilleure prise en compte des enjeux climatiques conduisit à de nouveaux aménagements de la loi. Environ la moitié du patrimoine forestier est détenu par des entreprises familiales. 200 000 d'entre elles détiennent plus de 5 Ha. Les coopératives ont été établies par des propriétaires dans les années 30 afin d'être en position de force pour la commercialisation de leur production. Près de 90 000 entreprises familiales sont adhérentes d'une coopérative. Ces entreprises disposent le plus souvent d'un outil industriel (scieries, centrales thermiques etc.). Le quart du patrimoine est par ailleurs la propriété de groupes industriels. L'État détient environ 14% de la forêt, à travers l'entreprise publique Sveaskog. 3% de la forêt est détenu en direct par l'État, 2% par l'Église. Au final, une large partie de la forêt suédoise est publique, gérée de manière commerciale (la productivité a connu une forte hausse au cours des années récentes), avec une intégration verticale réduite et dans un contexte où les considérations environnementales mettent peu à peu en cause le modèle productiviste jusque-là privilégié.

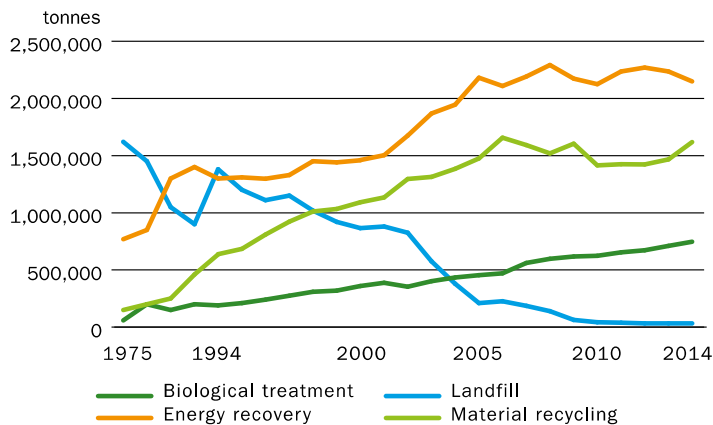
Le rôle de la gestion des déchets pour la chaleur en Suède

Dans le cas de Malmö, la chaleur est fournie par l'intermédiaire d'une usine d'incinération alimentée par les déchets de la région. À l'échelle nationale, chaque Suédois produit en moyenne

500 kg de déchets chaque année et grâce à une politique de recyclage et d'incinération ambitieuse, 4% seulement est mis en décharge et 2 millions de tonnes de déchets servent à produire de l'énergie (suffisante pour au total 810 000 foyers, soit 20% de la chaleur produite par les réseaux de chaleur suédois). L'électricité produite ainsi satisfait environ 250 000 foyers. Le montant des déchets entreposés en décharge a sensiblement baissé depuis les années 90-2000, en raison notamment d'une taxe de 370 SEK/tonne (environ 40 €) introduite en 2000 sur tous les dépôts en décharge (son montant est passé à 500 SEK – environ 54 € - en 2015). Les produits combustibles sont en outre interdits dans les décharges depuis 2002, les matériaux organiques depuis 2005.

Schéma 1. Évolution de la gestion des déchets en Suède de 1975 à 2014

En 1972, les municipalités se sont vues confiées la responsabilité de la collecte et du traitement des déchets ménagers avant que le choc pétrolier ne conduise l'État à encourager la production d'énergie à partir de ces derniers. Les débats suscités par les émissions de dioxine conduisirent cependant le gouvernement à imposer en 1985 un moratoire sur la construction d'incinérateurs avant que ce dernier ne soit levé dans les années 1990 sur la foi de dispositifs techniques permettant de limiter les risques en la matière. Une législation particulièrement stricte a été

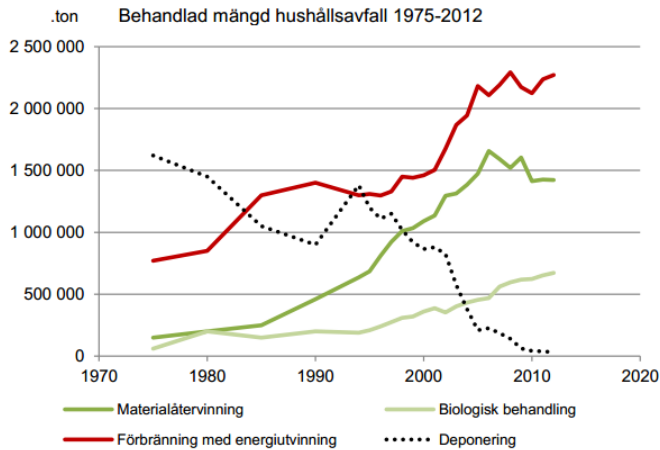


adoptée et les émissions ont été réduites de plus de 90% grâce à la fois aux progrès techniques adoptés en matière de filtres et à un meilleur tri des déchets. Les émissions de GES des centrales ont notamment été réduites de 34% entre 1990 et 2006.

Comme l'indique le schéma 2, l'utilisation des déchets a sensiblement évolué depuis 1975. Le dépôt en décharge a quasiment disparu. En revanche, le recyclage et l'incinération

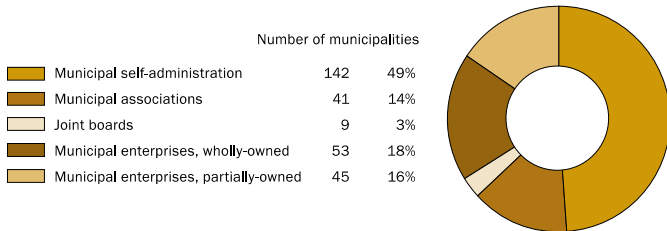
ont sensiblement progressé. Le schéma 2 indique que la quantité de déchets résiduels (courbe rouge) et de déchets d'emballages (courbe verte) ne sont toujours pas décorellés de la croissance économique. Leur évolution épouse en effet fidèlement la dynamique de développement du pays. En revanche, le traitement des déchets ménagers tend à progresser, un nombre croissant de municipalités ayant rendu obligatoire leur collecte spécifique (courbe vert claire). En 2014, plus de 2 millions de tonnes de déchets ont été affectés à la production de chaleur, soit une production de 14,6 TWh de chaleur et 2 TWh pour l'électricité. La Suède est ainsi le pays d'Europe qui produit le plus d'énergie par habitant à partir de déchets. Au final, les capacités de production ont avec 33 incinérateurs installés en 2014 atteint un niveau qui dépasse les besoins du pays. En conséquence, près d'1,5 million de tonnes de déchets ont été importés cette année-là, principalement de Norvège, d'Irlande et de Grande-Bretagne.

Schéma 2. Typologie des déchets en Suède de 1975 à 2014



La gestion des déchets est organisée de la manière suivante en Suède. Un marché privé est organisé pour la collecte et le traitement des déchets spécifiques (emballages, véhicules, équipements électriques et électroniques, piles, batteries). S'agissant des déchets ménagers, les municipalités ont la responsabilité légale et le monopole pour leur collecte et leur traitement. En 2015, le gouvernement étudiait la possibilité de leur confier également la collecte des cartons et emballages de l'industrie, le débat se focalisant sur la rémunération des municipalités pour ce service. Enfin, s'agissant des déchets industriels, leur collecte et leur traitement sont ouverts à la concurrence et plusieurs entreprises se disputent le marché.

Schéma 3. Types de gestion des déchets par les municipalités suédoises



Les municipalités sont libres de s'organiser comme elles l'entendent et d'opter pour un des quatre modèles suivants : gestion par la municipalité en interne, création d'une entreprise municipale éventuellement avec d'autres municipalités, partenariat avec une entreprise privée, gestion par plusieurs communes associées. Si la majorité des communes ont opté pour une gestion publique des déchets, la collecte est, elle, confiée dans plus de 70% des communes à des opérateurs privés.

Parmi les entreprises municipales, d'importantes différences peuvent apparaître, toutes n'ayant pas adopté la même stratégie. Ainsi dans la seule région de la Scanie, NSR (Nordvästra Skånes Renhållnings AB) et Sysav (Sydskånes avfallsaktiebolag) sont la propriété des municipalités, disposent de leurs propres installations, traitent un large éventail de déchets, limitent au maximum les dépôts en décharge (2% dans le cas de NSR, 4% dans le cas de Sysav). Les similitudes s'arrêtent pourtant là. Pour le reste, leurs approches divergent. L'objectif de NSR est de devenir un leader dans le traitement biologique des déchets tandis que Sysav a acquis une réputation mondiale en matière de production d'énergie à partir de déchets. 18% des déchets sont incinérés chez NSR, 71% chez Sysav.

Le cas de Malmö

Sysav (Sydskånes Avfallsakti-ebolag – Société de déchets de la Scanie du Sud) est la société en charge de la gestion et de la valorisation des déchets à Malmö²⁹¹. La société est la propriété de 14 municipalités. Aucun actionnaire privé ne figure à son capital. Chaque commune détient une part du capital qui reflète sa population. Ainsi, Malmö qui représente 45% de la population détient 45% du capital. Aucune commune ne détient la majorité. Toutefois, Lund et Malmö disposent du poids nécessaire pour imposer leurs décisions à l'ensemble des collectivités impliquées. Sysav s'emploie toutefois à préserver l'équilibre existant. "Les petites municipalités paient sans doute plus que Malmö mais gérer par elles-mêmes leurs déchets leur coûterait infiniment plus cher" explique un responsable de Sysav. Pour apaiser les craintes des petites communes, le Conseil vote rarement, préférant la recherche de consensus qui apparaît à tous les échelons de la vie publique en Suède. La géographie des différentes installations (centres de recyclage par exemple) permet en outre de satisfaire les petites municipalités, Malmö pouvant, elle, se prévaloir d'abriter la principale usine.

Au total, l'entreprise dessert un bassin de vie de 710 000 habitants. Le Conseil est composé d'un ou de 2 représentants de chaque commune ainsi que de représentants syndicaux. Le Directeur a été conservateur pendant 22 ans. Depuis 2015, un élu écologiste occupe cette fonction, en dépit des réticences des Verts à l'égard du procédé d'incinération. S'il est originaire de Malmö, principale actionnaire de l'entreprise, son prédécesseur venait d'une petite municipalité. Le Directeur exécutif est, lui, resté 18 ans avant de céder sa place à un ancien cadre d'E. On. "Nous devons avoir une approche davantage fondée sur la rentabilité" explique un responsable de l'entreprise.

L'électricité vendue par l'usine d'incinération l'est au prix du marché à l'instant de la transaction. S'agissant du traitement des déchets, chaque commune paie 680 kc/tonne – environ 73 € - mais les taxes sont à la discrétion de chaque municipalité. L'objectif (fixé par la loi) est que le budget doit être chaque année à l'équilibre avec un profit modeste nécessaire aux investissements. Si le profit enregistré est excessif, l'argent trop perçu doit être reversé aux communes (il est parfois reversé aux personnels de l'entreprise municipale).

La Direction emploie une quarantaine de personnes (dont 3 affectées uniquement aux visites du site et à l'information en milieu scolaire), l'usine d'incinération également et les différents sites de la région comptent 200 salariés. La particularité de l'entreprise est qu'elle gère à la fois les déchets ménagers pour lesquels elle détient le monopole (la collecte relève de la responsabilité d'autres entreprises) et les déchets pour lesquels la concurrence prévaut. Elle produit de la chaleur (1,4 MWh) et de l'électricité (242 GWh) et se présente comme exemplaire en raison du faible taux de déchets rejetés (3%) et de ses investissements dans le biogaz. Ces chiffres ne prennent pas en compte néanmoins la production de cendres (qui à l'échelle globale représentent 30% des déchets incinérés).

Dans la ville de Malmö, 85% du bâti est connecté au réseau de chaleur. La connexion au réseau de chaleur n'est pas obligatoire mais celle-ci est choisie le plus souvent sauf dans le cas de maisons individuelles (dans ce cas, la concurrence avec les pompes à chaleur joue). Le réseau de chaleur est approvisionné en premier lieu par Sysav puis par la centrale E. On en cas de besoin. Le prix acquitté par E. On est modeste (E. On étant une entreprise privée, il n'est pas rendu public) mais dans sa relation contractuelle, Sysav tient avant tout à la durée de l'engagement qui la lie à E. On. E. On s'est en l'occurrence engagé à acheter la chaleur produite par Sysav pour une période de 30 ans et à lui donner la priorité dans le réseau. Sysav considère que ces 2 aspects sont prioritaires.

²⁹¹ La situation des déchets a beaucoup évolué en Suède. Cf graphique. 50% en décharge en 2004, très peu aujourd'hui, 1,5% à Malmö (principalement déchets dangereux, type amiante). Tout le reste est recyclé ou transformé en énergie. La législation a beaucoup aidé. Après les lois de 1969 et 1972, création de Sysav en 1974.

Du fait de cet engagement sur une longue durée, elle peut obtenir des prêts de longue durée de la part des banques et investir dans de nouvelles technologies. Elle ne craint pas en outre de devoir suspendre la production de chaleur comme cela peut arriver dans d'autres cas en Suède où l'usine d'incinération est en concurrence avec d'autres pourvoyeurs de chaleur. Au final, 60% de la chaleur disponible dans le réseau est fourni par Sysav, 40% par E. On. "Si la municipalité avait la propriété du réseau de chaleur, nous obtiendrions un meilleur prix de leur part – explique un responsable de Sysav mais le compromis trouvé paraît satisfaisant". La privatisation du réseau de chaleur est relativement rare en Suède. À Malmö, elle s'est produite en 2 étapes. D'une part, la ville céda son réseau à une entreprise dont la municipalité détenait 50% des parts (et dont le Conseil d'administration comptait parmi ses membres le maire de Malmö) pour faire face à la crise économique. Dans un second temps, E. On obtint l'acquisition du réseau.

Dans l'usine d'incinération, les déchets sont déversés par des camions sur les côtés du bâtiment. Une grue puise dans la masse des déchets tombés dans la fosse et les dépose dans les fours. Durant le jour, cette opération est effectuée par un salarié. La nuit, un pilote automatique est activé. Une double boucle est en place, d'une part pour alimenter une turbine qui produit de l'électricité, d'autre part pour envoyer la chaleur dans le réseau. La centrale dispose de 4 fours. Les 2 premiers sont entrés en activité en 1973 et fournissent de la chaleur. Ils ont été depuis modernisés. Les 2 autres installés en 2003 et 2008 produisent à la fois de la chaleur et de l'électricité. Les particules polluantes sont dans un premier temps placés dans un processus électrostatique puis un dispositif traite les métaux lourds, les substances acides, le dioxyde de soufre et les dioxines.

Les actionnaires de Sysav ayant tenu à disposer de la technologie la plus avancée en matière de réduction des émissions de poussières et de gaz, celles-ci sont inférieures aux normes fixées par la législation. Les poussières qui restent sont exportées en Norvège. Comme la législation européenne interdit ce type d'exportation, le contrat prévoit que la Norvège importe des poussières pour consolider un terrain fragilisé (c'est néanmoins Sysav qui paie pour ce service...).

Les déchets organiques sont traités à raison de 26 tonnes/heure. Ils sont mélangés à des déchets liquides (yaourt, lait) ou à défaut avec de l'eau. Un processus de digestion anaérobique est engagé. Le résultat est vendu à une centrale fabriquant des biocarburants située à une centaine de kilomètres. Le marché n'est en effet pas suffisant pour construire sur le site une centrale de production de biocarburant. Le gouvernement soutient modérément la filière en raison du précédent de l'éthanol. Cette filière avait été très soutenue avant que des importations massives en provenance du Brésil n'affectent la crédibilité des bioénergies dans la réduction des émissions de carbone. En outre, la généralisation de l'hydrogène, voire de l'électrique rendrait caduque toute politique de soutien aux biocarburants.

Le partenariat avec VA SYD pour la collecte des déchets

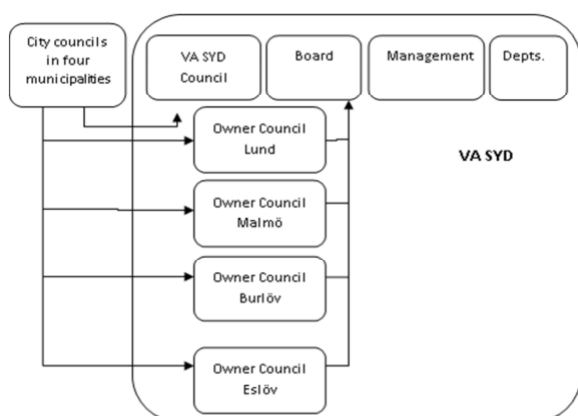
La collecte des déchets n'est pas assumée par Sysav mais par Va Syd (acronyme pour eau du Sud), du moins à Malmö. Cette entreprise municipale a en charge la gestion des eaux dans le sud-ouest de la Suède et, dans certaines communes, la collecte des déchets. Elle couvre un périmètre qui compte 450 000 habitants, a un chiffre d'affaire d'une cinquantaine de millions € et emploie 300 salariés.

Les villes de Malmö et de Lund (75 000 habitants) sont les principales métropoles situées dans son périmètre. Pour la gestion des eaux, les municipalités sont propriétaires des installations et ont la compétence de la gestion comme de la définition des tarifs. Dans la majorité des municipalités suédoises, la gestion des eaux relève d'un département de la municipalité tandis que dans une cinquantaine d'entre elles, une entreprise municipale est dédiée à cette tâche et moins d'une dizaine ont contracté avec une entreprise privée. La tendance est à un rapprochement entre les entités

publiques appartenant à plusieurs municipalités, dans le contexte de la réduction du nombre des municipalités (voir plus haut).

En 1994, la ville de Malmö lança un appel d'offre pour la gestion de ses eaux. Le Département de la municipalité répondit en souhaitant démontrer qu'il pouvait s'aligner sur les prix du secteur privé après s'être restructuré et fut classé deuxième parmi 7 offres émanant de groupes privés européens. En 1995, la nouvelle municipalité (social-démocrate) décida d'écarter les offres privées et la compagnie municipale reçut le titre de VA-Verket Malmö avant de devenir Va Syd en 2008 quand la ville de Lund s'associa au projet. L'entreprise s'emploie depuis à élargir son offre, non seulement à d'autres municipalités de la Scanie mais aussi à d'autres secteurs d'activité sur le principe de "relations à géométrie variable" (dixit un de ses responsables).

Schéma 4. Gouvernance de Va Syd



La gouvernance mise en place est cependant loin d'être parfaite. Le nombre des réunions est jugé par beaucoup excessif, les choix techniques sont régulièrement remis en cause par les élus, les investissements nécessités par une harmonisation des règles de fonctionnement se heurtent à la volonté des élus de conserver des tarifs aussi bas que possibles sans oublier les vues différentes entre élus quant au modèle économique à privilégier sur le long terme et au niveau de qualité du service proposé.

L'entreprise a tenté de s'organiser pour répondre au "dilemme de la métropole", à savoir la divergence d'intérêts entre la ville principale et les autres municipalités. "Unité et indépendance" est le mot d'ordre. Chaque municipalité préserve son autonomie pour ce qui concerne la fixation des tarifs et la propriété des actifs. La gouvernance établit par ailleurs une distinction entre une direction technique qui gère la structure, analyse les propositions des villes associées et un Conseil constitué d'élus de la région. Traduction concrète de cette flexibilité institutionnalisée : Va Syd collecte les déchets de Malmö mais pas ceux de Lund qui ne lui a confié que la gestion de ses eaux. Selon un responsable de Va Syd, "les entreprises qui ont un système de collecte des déchets bien organisé hésitent à s'associer à une entité plus grande. Le risque pour eux serait de devoir licencier du personnel, perdre le contrôle politique de cette question sans bénéficier des économies d'échelle qui sont plus évidentes dans le secteur de l'eau".

La collecte des déchets n'est pas assurée directement par Va Syd mais par 3 prestataires (Suez Sita, Reno Norden et Ragn Sells) qui ont répondu à des appels d'offres de Va Syd. La totalité des déchets collectés est transférée à Sysav selon les termes d'un contrat d'une durée de 50 ans. Les relations entre les 2 entreprises ne sont pas toujours simples. "C'est un peu comme une famille – explique un responsable de Sysav – nous nous connaissons bien et nous voyons bien les défauts chez l'autre. Nous, nous pensons que Va Syd pratique des tarifs élevés mais nous n'imaginons pas

nous passer de notre principal pourvoyeur de déchets. En outre, c'est une entreprise qui couvre à la fois les déchets et l'eau. Nous ne voudrions pas les encourager à constituer leur propre filière de traitement des déchets. Eux, trouvent que nous sommes trop actifs en matière de communication et de pédagogie. Ils voudraient nous voir agir davantage et causer moins... Nous, nous pensons qu'informer est au contraire une de nos missions prioritaires afin de changer les comportements". Les 2 entreprises municipales pourraient-elles rompre leur accord ? En théorie oui et cette possibilité a même été pratiquée à Göteborg. 3 municipalités se sont retirées de l'entreprise municipale de traitement des déchets conduisant à une restructuration de l'activité dans l'ensemble de la région.

Une partie des déchets n'est toutefois pas collectée par Va Syd, en l'occurrence les emballages qui sont dans la plupart des municipalités suédoises collectées par FTI, un organisme pour lequel les entreprises acquittent une cotisation au titre du principe pollueur-payeur. Néanmoins, la qualité du service faisant l'objet de mécontentements croissants, certaines municipalités ont repris cette activité anticipant ainsi sur la législation qui pourrait prochainement autoriser les collectivités locales à collecter les emballages. Une nouvelle loi prévue pour avril 2016 entérinera en effet cette modification. Selon un responsable de l'entreprise, "il sera ainsi acté que le principe pollueur-payeur ne marche pas. La réalité est que le secteur privé se limite au strict nécessaire. Il veut bien reprendre un bocal en verre mais pas un verre de la même taille car le verre ne relève pas du secteur de l'emballage. Or, le verre en tant que matériau devrait être collecté globalement. C'est à cause de ce système que le taux de recyclage stagne autour de 50% en Suède". Toutes les implications de cette nouvelle législation ne sont pas encore connues. L'avenir de FTI, le nouveau modèle économique, les nouveaux contrats entre municipalités et prestataires sont ainsi à préciser.

Va Syd reste marqué par le contexte qui prévalait lors de sa création. En 2000, plusieurs municipalités de la région décidèrent de regrouper la gestion de leurs eaux usées à seule fin d'alléger les coûts mais en limitant autant que possible les transferts de compétence. En 2011 et 2012, 2 autres municipalités rejoignirent la nouvelle société créée (Burlöv en 2011 et Eslöv en 2012). L'extension du périmètre de la société n'a provoqué que des inflexions mineures à la ligne adoptée dès le départ, à savoir un minimum de souveraineté partagée. Ainsi, la tarification de l'eau (notamment le pourcentage et part variable et de part fixe) relève de la seule compétence de chaque municipalité.

De même, en matière de collecte des déchets, les municipalités n'ont pas toutes la même politique. Lomma demande à ses habitants de déposer leurs déchets dans 9 compartiments différents, 4 compartiments dans 2 bacs et un 3ème bac pour les piles. À l'inverse, Malmö a institué un système basé sur 2 poubelles uniquement, les déchets ménagers et les déchets alimentaires. Une sélection plus fine des déchets est néanmoins envisagée. Elle supposerait toutefois une renégociation du contrat avec les prestataires, ceux-ci devant adapter leurs camions et leurs bacs. En outre, l'adoption généralisée d'un tel système pourrait fragiliser le modèle économique de Sysav, la quantité de déchets à incinérer diminuant encore davantage alors que les surcapacités de l'usine d'incinération obligent déjà la société à importer des déchets. À Skurup, la taxe ménagère dépend du poids des déchets, ce qui n'est pas le cas dans les autres communes. Comme dans le cas de Sysav, la tarification pratiquée par les actionnaires de Va Syd doit permettre uniquement de conserver la qualité de service. Si un bénéfice est enregistré une année, les municipalités doivent l'inscrire dans le plan d'investissement pour les 3 années à suivre. Dans la ville de Malmö, la redevance pour les ordures ménagères est l'une des plus basses de la région, principalement en raison de la densité du tissu urbain et de la proximité de l'usine d'incinération. 14% du montant de cette redevance vont aux frais administratifs, 43% à la collecte, 43% au traitement par Sysav.

Depuis 2012, Va Syd a rendu obligatoire la collecte spécifique des déchets alimentaires. Ni la législation nationale, ni le système fiscal n'ont justifié cette évolution. Selon les responsables de

l'entreprise, elle serait avant tout à mettre sur le compte de la concurrence que se livrent les municipalités dans le domaine du développement durable. Dans un premier temps, l'expérience a porté sur 2 zones situées en périphérie de la ville puis a été élargie aux autres territoires. Les camions comptent en conséquence 2 compartiments, l'un pour les déchets communs, l'autre pour les déchets alimentaires. Le choix a été fait de préférer la pédagogie à la coercition. S'il est obligatoire de déposer les déchets alimentaires dans une poubelle spécifique, aucune sanction n'est envisagée. Les tarifs n'ont pas été augmentés. Sysav qui traite les déchets (voir ci-après) propose même un tarif moindre pour ce type de déchets que pour d'autres. Dans la communication développée (une brochure est adressée directement 8 fois par an à chaque ménage de la région), le ton est ludique et met l'accent sur le fait que les produits correctement triés serviront à alimenter les autobus de la ville. De fait, ces derniers, lorsqu'ils roulent au biogaz sont un autre support publicitaire utilisé par l'entreprise Va Syd. Un lien est ainsi directement établi entre le trognon de pomme rejeté, son dépôt dans le récipient adapté et sa transformation en carburant propre pour les transports en commun.

Le discours est aussi séduisant que convaincant. Il ne correspond toutefois que partiellement à la réalité. Le trognon de pomme de l'habitant de Malmö alimentera plus probablement les bus de la ville de Kristianstad ou de Helsingborg. En effet, les déchets alimentaires font l'objet d'un prétraitement dans l'usine d'incinération de Sysav pendant un mois. Ils sont ensuite cédés au prix du marché à l'une des deux villes citées plus haut qui transforment les déchets alimentaires (associés à d'autres déchets) et produisent des biocarburants. Pour convaincre les municipalités de s'organiser pour gérer les déchets alimentaires, Sysav a adopté des tarifs préférentiels (400 kc la tonne), un tarif inférieur à celui appliqué pour les déchets ménagers. Au final, les frais de transport sont couverts mais aucune marge n'est dégagée de cette activité. En outre, l'évolution des cours du baril de pétrole tend à remettre en question le modèle économique des biocarburants.

L'action pédagogique est aussi passée par l'organisation de nombreuses réunions dans chaque arrondissement de la ville. Au final, 40% environ des déchets alimentaires sont collectés ce qui laisse envisager que l'objectif national (50% pour 2018) sera vraisemblablement atteint. À l'échelle nationale, la collecte de déchets ménagers connaît une forte croissance, un nombre toujours plus important de municipalités rendant obligatoire un système de sélection des déchets plus fin.

Va Syd suspecte que le taux de déchets collectés varie sensiblement d'une partie à l'autre de la ville mais les prestataires décidant seuls des trajets des camions, l'établissement de statistiques précises n'est guère aisé. Le plus difficile pour Va Syd est de toucher les habitants des immeubles collectifs. La redevance ménagère étant intégrée au calcul du loyer (tout comme la facture de chauffage) et pas toujours mentionnée spécifiquement, Va Syd n'a aucun contact avec les locataires. Une communication spécifique est prévue pour ces personnes afin de les sensibiliser à la nécessité de trier convenablement les déchets.

Sysav, une usine d'incinération surdimensionnée ?

La capacité de l'usine d'incinération de Malmö est de 630 000 tonnes de déchets par an, ce qui fait d'elle l'une des plus grandes d'Europe du nord. Elle fut agrandie en 2008 et dotée d'une nouvelle unité de cogénération. Pensée pour traiter les déchets de 500 000 habitants répartis sur 14 municipalités, l'entreprise est confrontée aux risques d'épuisement de la ressource en matière de déchets à recycler. En 2006, les capacités de traitement de l'usine étaient insuffisantes, d'où la décision prise cette année-là d'investir dans de nouveaux équipements mais les prévisions de croissance se sont révélées erronées. Les équipements entrés en service en 2008 s'avèrent excessifs au regard des besoins locaux.

Les entreprises municipales de déchets ont en effet successivement perdu leur monopole pour les déchets industriels (2000), les déchets dangereux (2007), sans oublier que leur monopole sur d'autres types de déchets est contesté par le secteur privé. Le déclin de l'industrie manufacturière et des comportements plus vertueux sont toutefois les principales raisons de ces surcapacités qui ne concernent pas que Malmö. Le pays compte 32 fours d'incinération et les surcapacités sont évaluées à 1 million de tonnes.

Dans le cas de Sysav, sur les 531 400 tonnes de déchets traitées en 2014, près de 140 000 tonnes furent importées de Norvège et du Royaume-Uni. Une société intermédiaire prend en charge les transactions. Selon les responsables de l'entreprise, cette situation n'est guère préoccupante puisqu'environ 140 millions de tonnes de déchets sont déposés en décharge en Europe. En somme, le fait que plusieurs autres États-membres de l'UE n'ont pas atteint les performances de la Suède en matière de recyclage, de réduction des déchets et d'incinération garantit au modèle économique de plusieurs entreprises municipales suédoises sa viabilité.

L'avenir du modèle économique de Sysav

Sysav insiste sur le fait que sa priorité n'est pas de maximiser les profits mais d'offrir un service dont les bénéfices éventuels ne peuvent être affectés qu'à l'amélioration du dit service. Elle se doit pourtant d'adapter en permanence son modèle économique.

Comme plusieurs autres villes en Suède, Malmö est confrontée au débat sur la pertinence de l'incinération. Après de vifs débats dans les années 80 sur les émissions de dioxine, un moratoire bloqua la construction de nouveaux incinérateurs pendant quelques années (voir plus haut). Aucun incinérateur supplémentaire ne fut construit jusqu'à l'interdiction de déposer en décharge les matières organiques. La construction de nouveaux incinérateurs reprit dans les années 2000 et la Suède est parmi les pays européens celui qui traite le plus ces déchets par incinération (49% en 2010). En conséquence, plusieurs entreprises investissent dans d'autres technologies afin de trouver de nouveaux débouchés. Sysav projette ainsi d'investir dans une unité de production de biogaz. En outre, la valorisation de la technique du recyclage ajoutée à la quête de nouvelles ressources conduisent les entreprises municipales à commercialiser leurs produits.

À long-terme, de nouveaux marchés devront être trouvés. Le prix des déchets tend à diminuer. Des relais de croissance sont à trouver. Selon un des responsables de Sysav, "nous pourrions à l'avenir vendre de l'énergie mais surtout notre savoir-faire, par exemple en Chine, pays qui compte de nombreux réseaux de chaleur". D'ores et déjà, une diversification est à l'œuvre. Sysav reprend gratuitement des matériaux de construction et en élabore de nouveaux, vendus dans une zone commerciale en ville. L'équilibre économique du réseau de chaleur dépend aussi de son extension, laquelle pourrait être envisagée car les déperditions sont de moins en moins importantes grâce aux innovations techniques. Une extension jusqu'à Lund est ainsi envisagée.

Sysav hésite toutefois à démarcher activement d'autres municipalités car le précédent élargissement, celui de 2004 ayant suscité le contentieux relatif à la conformité du modèle suédois au regard des règles communautaires (voir plus bas). Autre option envisagée, celle de la construction d'une capacité de production de biocarburants mais les incitations fiscales sont jugées insuffisantes et l'évolution des cours du baril de pétrole est dissuasive. Au final, l'option la plus sérieuse est celle d'une implication dans les activités de collecte des déchets, non pas en concurrence avec Va Syd mais en concurrence avec ses prestataires privés. "Quoi qu'il arrive sur le marché – note un responsable de Sysav – il faudra encore et toujours collecter des déchets. Prendre pied sur ce marché peut donc s'avérer pertinent. En convaincant 2, 3 municipalités, nous pourrions d'un coup gagner une trentaine de salariés et améliorer les synergies entre la collecte et le traitement des déchets".

Pour avoir un modèle économique efficient, Sysav regroupe des activités plus rentables que d'autres. L'incinération des déchets industriels est l'activité la plus rentable tandis que le traitement des déchets ménagers et la gestion des déchets dangereux sont coûteux. Pour leurs activités de marché, les entreprises municipales sont en concurrence avec des entreprises privées mais peuvent aussi nouer des alliances avec elles. Ainsi, Sysav possède 50% d'une entreprise de recyclage de déchets électroniques conjointement avec Kuusakovski Oy, une entreprise finlandaise de recyclage. Sysav Industri AB (filiale de Sysav chargée spécifiquement des déchets industriels) a développé plusieurs offres, l'une des plus récentes étant la 'Mini Environmental Station', une solution pour déchets dangereux. Plus généralement, la viabilité du modèle économique d'entreprises municipales comme Sysav repose sur une gestion conjointe des déchets ménagers et des déchets industriels.

Disposer de toutes ces activités sous le même toit permet d'équilibrer les comptes. Un conflit oppose néanmoins les sociétés communales comme Sysav au secteur privé sur le traitement des déchets ménagers. Le secteur privé estime que les communes devraient lancer des appels d'offre pour la gestion de leurs déchets plutôt que de les confier systématiquement à une société municipale. Ce différend s'inscrit dans une procédure judiciaire en cours entre la Commission européenne et les autorités suédoises.

Un modèle contesté par le droit européen de la concurrence

Les entreprises privées du secteur contestent la conformité du modèle économique d'entreprises comme Sysav au droit européen de la concurrence. La question posée peut-être ainsi résumée : jusqu'à quel point ces entreprises municipales peuvent-elles exercer dans le secteur concurrentiel sans que leur monopole sur les déchets ménagers ne soit remis en cause ? Les entreprises privées contestent le fait que des entreprises publiques municipales puissent à la fois disposer d'un monopole de fait pour la gestion des déchets ménagers et d'une autorisation d'intervenir sur le marché dérégulé des déchets industriels. La région de Malmö est en partie à l'origine du contentieux en la matière puisque certains acteurs privés ont manifesté leur mécontentement en 2004 lorsque 5 nouvelles municipalités décidèrent de se joindre à Sysav, confiant ainsi le traitement de leurs déchets ménagers sans appel d'offres préalable.

Chronologie résumée de l'affaire Sysav

2005-2008: À la suite de plaintes émanant du secteur privé, les tribunaux suédois statuent que les municipalités de Scanie doivent utiliser les procédures de passation du marché et non déléguer à Sysav la gestion de leurs déchets. Le principe "in house" ne peut s'appliquer dans la mesure où la Suède n'a pas adopté de législation intégrant la jurisprudence établie par l'arrêt Teckal.

2010. Avis motivé de la Commission européenne à la Suède pour garantir un accès équitable aux contrats de gestion des déchets en Suède

2012: Sysav crée une filiale (Sysav Industri) pour satisfaire aux exigences mentionnées dans l'arrêt Teckal.

1^{er} janvier 2013, une exception permanente est introduite dans la législation suédoise selon laquelle la contractualisation entre une ou plusieurs municipalités et des entreprises municipales ne doit pas nécessairement passer par un appel d'offres.

Novembre 2013: L'organisation "Den nya välfärden" porte plainte auprès de la Commission européenne.

Juillet 2014: Après une réponse du gouvernement suédois considérant que Sysav est désormais organisé conformément aux conditions posées par l'arrêt Teckal, la Commission met un terme à la procédure engagée.

Novembre 2014. L'Autorité suédoise de la concurrence lance une enquête sur le marché des déchets.

Février 2015: relance de la procédure par la Commission européenne.

Juin 2015: L'Autorité suédoise de la concurrence estime que "plusieurs municipalités de Scanie sont en contradiction avec la loi". Selon elle, le principe "in-house" ne saurait s'appliquer dans la mesure où Sysav (entre autres) bénéficie de revenus supplémentaires substantiels ne provenant pas de municipalités. Aucune sanction n'est néanmoins prononcée dans la mesure où l'Autorité de la concurrence n'a pas compétence sur les procédures de passation des marchés.

Septembre 2015. Le Parlement suédois adopte une loi donnant à l'Autorité de la concurrence cette compétence.

En s'appuyant sur le cas Teckal (C-107/98, Cour européenne de Justice, 1998), le cas Carbotermo (C-340/04, Cour européenne de Justice, 2006) et le droit suédois de la concurrence, la Commission européenne adressa en 2010 une mise en demeure à la Suède. La Commission exigea notamment que les municipalités soumettent le traitement des déchets à des appels d'offre dans tous les cas de figure à l'exception de 2 d'entre eux : lorsque les entreprises municipales tirent une part marginale de leurs revenus d'activités autre que celles liées à la municipalité propriétaire de l'entreprise en question et lorsque la municipalité exerce sur l'entreprise en question le même type de contrôle qu'elle exercerait sur un département de son administration. Ces 2 conditions doivent être cumulées.

Dans sa mise en demeure, la Commission fit référence explicitement à Sysav dans la mesure où celle-ci déclara alors retirer 52% de ses revenus du traitement des déchets ménagers et 48% de ses opérations industrielles. Pour se conformer au droit européen, Sysav a pris des mesures d'ordre comptable. L'entreprise considère désormais que toutes ses ventes d'énergie et de matériaux relèvent de sa mission de service public effectuée au nom des municipalités actionnaires. Ce simple ajustement comptable a permis à Sysav pour l'année 2009 de faire passer la part de ses revenus tirés d'activités concurrentielles de 48 à 16%. En internalisant certaines tâches jusque-là remplies par les communes actionnaires, Sysav est même parvenue à baisser cette part jusqu'à 11% en 2010.

Sysav a par ailleurs constitué une filiale dédiée à la gestion des déchets industriels (Sysav Industri) sans que la distinction patrimoniale soit pour autant claire. La grille salariale est la même pour tous les salariés et le mode de reporting financier est identique. En conséquence, les concurrents du secteur privé ont de nouveau assigné l'entreprise municipale en justice et ont à nouveau eu gain de cause, un jugement confirmé par la plus haute Cour de justice du pays. La procédure judiciaire se poursuit néanmoins. "Le gouvernement nous autorise à ne rien changer" explique un des responsables de Sysav. "Nous sommes en contradiction avec le droit européen, avec la plus haute juridiction du pays mais il semble que nous soyons encouragés à ne rien changer dès lors qu'il n'y a pas de sanction".

Si les activités de Sysav ne sont pas remises en cause, ses responsables reconnaissent néanmoins qu'ils hésitent à faire preuve d'agressivité commerciale vis-à-vis de nouveaux clients industriels potentiels. Certaines critiques des concurrents privés apparaissent justifiées, de l'aveu même des responsables de Sysav. L'un d'entre eux admet que jamais cette séparation artificielle entre Sysav et Sysav Industri n'aurait été décidée sans le contentieux porté au niveau européen. En outre, Sysav Industri bénéficie de l'image de Sysav (ne serait-ce que par son nom) et du soutien tacite ou explicite fourni par la municipalité. Ainsi, le dernier grand investissement de l'entreprise a bénéficié d'une garantie de la municipalité. "Cette garantie ne serait sans doute plus possible aujourd'hui" reconnaît un responsable avant de poursuivre : il n'y aurait plus de garantie explicite aujourd'hui. Simplement, il y aurait une discussion informelle au cours de laquelle le banquier

tiendrait probablement compte que nous avons pour actionnaires des municipalités qui offrent des garanties suffisantes en soi".

Néanmoins, l'un des reproches adressés par la concurrence, à savoir la possibilité que s'octroie Sysav de valoriser les profits enregistrés dans le traitement des déchets ménagers pour proposer des offres alléchantes aux clients industriels n'est pas avérée. Les flux financiers sont en réalité inverses.

L'entreprise tient d'autant moins à perdre son activité dans les déchets industriels (sa part de marché varie selon les produits ; elle est de l'ordre de 20% pour les matériaux de construction) que cette activité enregistre des bénéfices conséquents. Sysav bénéficie en effet de son image d'entreprise professionnelle et de son attachement au développement durable. Vis-à-vis de ses clients, son image de marque forgée grâce aux nombreux investissements réalisés et à son étiquette d'entreprise au service du bien commun est son principal atout. Cette image est entretenue à travers une politique de communication ambitieuse.

Une politique de communication ambitieuse

Sysav accorde une grande importance à sa légitimité à l'égard des élus locaux et de la population d'autant que son statut au regard du droit européen de la concurrence est précaire. Pour témoigner de sa transparence, l'entreprise s'est dotée d'une usine d'incinération revêtue d'une enveloppe translucide. Pour illustrer l'importance du recyclage, les bâtiments de la Direction sont fabriqués à partir de matériaux de bâtiments anciens recyclés. Pour exprimer son utilité sociale, l'entreprise organise de nombreuses visites, au profit notamment des écoles. Elle sensibilise également les habitants.

"Agir sur les pratiques à l'échelle des ménages est crucial" explique un responsable. "Selon un sondage effectué auprès d'un millier de personnes, une écrasante majorité de la population considère qu'on produit trop de déchets mais une majorité tout aussi écrasante considère qu'elle ne produit pour sa part pas trop de déchets. La prise de conscience est encore défailante". Sysav agit en la matière via la communication, des visites de site (5 000 par an) mais agir sur les taxes pour modifier les comportements peut avoir des effets contre-productifs. La pédagogie doit primer. Selon les responsables, des marges de manœuvre significatives existent également parmi les industriels. Une campagne est ainsi conduite vis-à-vis des professionnels du secteur du textile.

On perçoit ici tout l'intérêt qu'ont des entreprises municipales comme Sysav de veiller à leur légitimité politique et sociale pour protéger leur modèle. Les investissements réalisés et la politique de communication active conduite contribuent non seulement à renforcer les performances environnementales de l'entreprise mais aussi à dissuader les acteurs politiques locaux et nationaux de remettre en cause le modèle établi. L'entreprise municipale peut être en porte-à-faux par rapport au droit européen de la concurrence et aux jugements des tribunaux suédois. Elle se prévaut d'être au service de l'intérêt général, de s'inscrire dans une tradition nationale qui veut que les entreprises municipales empruntent le meilleur du secteur privé et du secteur public. Elle met en exergue sa transparence, son innocuité pour l'environnement, sa gestion exemplaire des relations sociales à l'heure où le secteur des déchets est traversé de scandales impliquant des entreprises privées peu scrupuleuses. Loin d'être une rémanence archaïque, elle affiche ainsi sa modernité et la légitimité puisée tant auprès de ses clients publics que de ses clients privés lui permet de perdurer au prix d'ajustements mineurs réductibles à des jeux d'écriture.

Production d'énergie à base de sources renouvelables en Scanie

Solaire

Le solaire joue un rôle mineur en Suède mais sa part pourrait croître à en juger par les ambitions énoncées dans le budget 2016 (voir plus haut). Malmö est la ville qui dispose de la plus grande surface de panneaux solaires mais la production reste très faible même si le solaire thermique s'est beaucoup développé aux côtés du PV. L'installation la plus emblématique est Sege Park où les toits de 2 bâtiments sont couverts de 1250 m² de panneaux solaires. Malgré leur taille, ces panneaux ne couvrent que 15% de la consommation d'électricité des bâtiments concernés. Au final, c'est moins de 1% de la consommation de la ville qui est couvert par le solaire. La municipalité s'est pourtant donnée pour objectif d'accroître la part du solaire et s'est impliquée dans le projet *Solar Region Scanie*. Si le potentiel de la région en matière de PV est jugé limité, l'effort se porte sur le solaire thermique.

Éolien

L'énergie éolienne a connu une forte croissance en Suède depuis le début des années 2000 et le gouvernement souhaite encourager davantage son développement. La volatilité des prix de l'électricité et le coût bas des certificats incitent néanmoins les investisseurs à la prudence. Ainsi, aucun parc éolien n'a été mis en œuvre au deuxième trimestre 2015 dans le pays tandis que 50 Mw avaient été installés au cours de la même période l'année précédente.

Plus largement, les investissements dans l'éolien ont chuté dans les pays de Nordpool de 76% de 2011 à 2014 selon Bloomberg New Energy Finance. Les investisseurs incriminent le manque de visibilité sur les objectifs et les politiques publiques après 2020. En outre, les progrès ont été tels ces dernières années que les réseaux doivent être adaptés aux pics de production. Selon les projections du cabinet de consultant Nena AS, la production électrique du nord de l'Europe dépassera sa consommation de l'ordre de 7% d'ici à 2020. La baisse du certificat commun suédois-norvégien induite par la forte progression des capacités de production ces dernières années a également rendu les projets moins rentables. Selon le développeur OX2 Group AB, le retour sur investissement moyen en Europe du nord est passé de 8 à 5% entre 2013 et 2014.

L'un des objectifs du gouvernement suédois est pourtant de renforcer les capacités de production à proximité des bassins de consommation. En effet, les capacités de production les plus significatives relèvent de l'hydro-électricité et sont situées dans le nord du pays. Or, les bassins de consommation sont concentrés au sud où se trouvent des centrales nucléaires qui approchent de leur fin de vie. L'un des leviers envisagé par le gouvernement en place depuis 2014 est de mettre en œuvre un soutien spécifique à l'éolien offshore aujourd'hui sous-développé par rapport au Danemark (selon le Global Wind Energy Council (GWEC), la Suède a une capacité de 5,425 MW fin 2014, dont 211.7 MW d'éolien off-shore tandis que le Danemark a 1,270.6 MW d'éolien marin à la même date)²⁹².

Pour les partisans de cette inflexion, des économies pourraient être réalisés sur les réseaux et le potentiel en matière d'éolien marin a peu de chances d'être valorisé si le système de soutien demeure le même, quelle que soit la technologie. Les opposants mettent en évidence les coûts de l'éolien marin et soutiennent l'option d'un renforcement de l'éolien terrestre dans le nord du pays adossé à une modernisation des réseaux déjà existants entre les deux parties du pays.

Dans la région de Malmö, le projet phare fut la création en 2008 du parc éolien marin Lilligrund qui fut mis en service par la compagnie Vattenfall (48 éoliennes de 110 MW avec une production annuelle de l'ordre de 0,33 TWh). À Malmö E. On gère un parc d'éoliennes dans le port du Nord

²⁹² Ironie de l'histoire, l'une des raisons de l'engouement de la société danoise pour l'énergie éolienne fut l'implantation d'une centrale nucléaire en Suède, à proximité du détroit qui sépare Malmö de Copenhague.

pour approvisionner l'éco-quartier du Port de l'Ouest. Pour développer davantage l'éolien, un réseau a été constitué appelé la *Scania wind power academy* avec la municipalité et d'autres acteurs intéressés. Il reste que l'ambition de la ville de reposer toujours davantage sur les énergies renouvelables sera difficilement satisfaite par l'installation de nouvelles capacités de production. Le projet d'aménager un parc d'éoliennes en bordure de la ville est ainsi compromis en raison de l'hostilité des populations riveraines. Le scénario le plus probable est que les objectifs de la ville seront atteints à travers la création d'un fond permettant d'investir dans des capacités de production situées... dans le nord de la Suède.

Conclusion

Le cas de Malmö confirme le degré de maturité de la transition énergétique en Suède. Néanmoins, plusieurs nuances s'imposent à la lumière de ce cas.

La capacité de Malmö à réduire les émissions de GES dépend en grande partie d'une société privée, E. On, sur laquelle la municipalité a peu d'influence. Le modèle économique des entreprises municipales, notamment de Sysav est fragilisé par la politique de la concurrence européenne. La montée en puissance des actions dans le domaine de la protection du climat ne s'accompagne pas d'une autonomisation des acteurs locaux. L'acteur national reste essentiel. Il est vrai que le maillage administratif de la Suède est déjà fortement décentralisé, au profit quasi-exclusif des villes. Les succès remportés jusqu'à présent ont reposé en grande partie sur des financements extérieurs. Or, les programmes nationaux tendent à se tarir de sorte que les financements européens deviennent cruciaux.

Surtout, la ville apparaît partagée entre les défis environnementaux et les défis sociaux. Ceux-ci ne cessent de prendre de l'importance en raison de la situation sociale qui prévaut dans les quartiers où se concentre la population immigrée et de l'afflux de réfugiés. Malmö tente de lier défis environnementaux et défis sociaux en mettant en avant la notion de "justice environnementale", en valorisant la pratique du dialogue mais les projets urbains novateurs ont davantage changé l'image de la ville que résolu ses problèmes sociaux les plus aigus.

Bibliographie

- Amundsen, E.S., Bergman, L., 2012. Green certificates and market power on the Nordic power market. *Energy Journal* 33, 101–117.
- Anderberg, S., & Clark, E. (2009). Green and sustainable Öresund region – Or eco-branding Copenhagen and Malmo? In Ivan Vojnovic (Ed.), *Sustainability: A global urban context*. East Lansing, MI: Michigan State University.
- Andersson, R., Magnusson Turner, L., & Holmqvist, E. (2010). *Contextualising ethnic residential segregation in Sweden: Welfare, housing and migration-related policies*. Uppsala: Institute for Housing and Urban Research.
- Anderson T., 2014, City profile, Malmo: A city in transition
Cities 39 (2014) 10–20
- Baker, S., Eckerberg, K., 2007. Governance for sustainable development in Sweden: the experience of the local investment programme. *Local Environ.* 12 (4), 325e342.
- Bergman L. The economics of Swedish energy policy. In: Silveira S, editor. *Building sustainable energy systems – Swedish experiences*. Halmstad: Bulls Tryckeriaktiebolag; 2001. p. 131–59.
- Corvellec H., 2012, "Normalising Excess: An Ambivalent Take on the Recycling of Food Waste into Biogas", *Research in service studies*, Working paper n°15, Lund University.
- Darmani A., 2015, "Renewable energy investors in Sweden: A cross-subsector analysis of dynamic capabilities", *Utilities Policy* 37.
- Di Luciaa L., Ericsson K., "Low-carbon district heating in Sweden – Examining a successful energy transition", *Energy Research & Social Science*, 4 (2014) 10–20.
- Economidou M., Bertoldi P., 2014, *Financing building energy renovations*, JRC Science and Policy Report, Joint Research Center, Commission européenne.
- Fridolfsson S., Tangerå Th., "A reexamination of renewable electricity policy in Sweden", *Energy Policy*, 58 (2013) 57–63.
- Gustavsson, M., E. Särholm, P. Stigsson and L. Zetterberg (2011). "Energy Scenario for Sweden 2050 Based on Renewable Energy Technologies and Sources", IVL Swedish Environment Institute and WWF Sweden, Göteborg and Stockholm. September.
- Gustafsson S., Ivner J., Palm J., 2015, "Management and stakeholder participation in local strategic energy planning. Examples from Sweden", *Journal of Cleaner Production* 98 (2015).
- Gustavsson E., Elander I., Lundmark M., 2009, "Multilevel governance, networking cities, and the geography of climate-change mitigation: two Swedish examples", *Environment and Planning C: Government and Policy*, volume 27.

Hedin, K., Clark, E., Lundholm, E., & Malmberg, G. (2012). Neoliberalization of housing in Sweden: Gentrification, filtering, and social polarization. *Annals of the Association of American Geographers*, 102,443 – 463.

Holgersen S., 2014, "Urban Responses to The Economic Crisis: Confirmation of Urban Policies as Crisis Management in Malmö", *International Journal of Urban and Regional Research*, Volume 38.1 January.

Hysing E., 2014, A Green Star Fading? A Critical Assessment of Swedish Environmental Policy Change, *Environmental Policy and Governance*, 24, 262–274.

International Energy Agency. 2013. Energy Policies of IEA Countries. Sweden 2013 Review, Paris.

Ivner, J., 2009. Municipal Energy Planning: Scope and Method Development. Thesis (PhD). Linköping University, Linköping.

Kaijser A. From the stoves to nuclear plants – the history of Swedish energy systems. In: Silveira S, editor. Building sustainable energy systems, Stockholm. Halmstad: Bulls Tryckeriaktiebolag; 2001. p. 57–93.

Liu, H., Masera, D. and Esser, L., eds. (2013). World Small Hydropower Development Report 2013. United Nations Industrial Development Organization; International Center on Small Hydro Power.

Magnusson L., Turner B., Housing, 2008, "Municipal Housing Companies in Sweden – Social by Default", *Theory and Society*, Vol. 25, No. 4, 275–296.

OECD, 2014, *OECD Environmental Performance Reviews : Sweden*, Paris.

Rutherford J., 2014, "The Vicissitudes of Energy and Climate Policy in Stockholm: Politics, Materiality and Transition", *Urban Studes* 51.

Unger, T., Ahlgren, E.O., 2005, "Impacts of a common green certificate market on electricity and CO2-emission markets in the Nordic countries", *Energy Policy* 33, 2152–2163.

Stratégies locales de transition énergétique en Italie

Gilles Lepasant

Synthèse

- L'Italie dispose en théorie d'un contexte favorable pour l'émergence de démarches territoriales innovantes dans le domaine des énergies renouvelables.

- Le pays importe 82% de l'énergie qu'il consomme,
- les prix y sont parmi les plus élevés (sur la période 2008-2013, le consommateur italien a payé son énergie à un prix supérieur de 31% à la moyenne européenne),
- la géographie du pays est favorable au photovoltaïque, à l'hydroélectricité (au nord), à l'éolien (au sud),
- l'État s'est délesté de compétences significatives dans le secteur de l'énergie au profit des régions et des villes.
- le désengagement obligé de l'opérateur historique (ENEL) de certains territoires permet aux entreprises municipales de s'approprier de nouveaux actifs.

- Pourtant, les démarches innovantes tardent à se développer. La situation de monopole de fait de quelques acteurs majeurs ajoutée aux lourdeurs administratives, au manque de capitaux, à l'intérêt modeste des citoyens pour la transition énergétique expliquent cette situation ainsi que le développement limité de l'énergie citoyenne.

- Néanmoins, le cas des provinces autonomes laisse à penser que les contraintes du cadre législatif et macro-économique national peuvent au moins partiellement être surmontées. Une identité locale affirmée et un consensus sur le modèle de développement à privilégier (en l'occurrence un modèle associant étroitement pouvoirs publics et acteurs privés) sont des atouts clés.

- La province de Bolzano se distingue par une réappropriation des capacités de production dans le secteur de l'hydroélectricité au profit de l'entreprise municipale de la capitale (Bolzano), par une approche globale portant à la fois sur les différentes EnR, sur le volet comportemental, sur l'efficacité énergétique, sur la formation et la recherche.

- Le cas de cette province illustre également l'importance du cadre communautaire pour des acteurs locaux soucieux d'affirmer une politique énergétique territorialisée. Ce cadre remet en effet en cause le monopole des opérateurs historiques, oblige les États à respecter l'égalité de traitement (en l'occurrence lors du renouvellement des concessions des barrages) et fournit des financements qui jouent un rôle d'autant plus crucial que les financements étatiques se sont taris. La règle de *l' unbundling* peut néanmoins compliquer la démarche d'acteurs économiques (coopératives par exemple) désireux de produire et de distribuer l'énergie sur un territoire donné.

- Si le cas italien présente des similitudes avec la France (rôle joué par l'opérateur historique, prédominance de l'acteur étatique malgré la décentralisation, contentieux avec la Commission sur les concessions de barrages hydroélectriques), les différences sont notables en matière de gouvernance territoriale. Le rôle joué par les entreprises municipales dans certaines grandes villes italiennes et dans les régions/provinces autonomes fait notamment écho aux modèles allemand et suédois.

Introduction²⁹³

Les stratégies énergétiques locales en Italie s'inscrivent dans un contexte national qui a sensiblement évolué ces 20 dernières années. Sous l'effet de la libéralisation du secteur de l'énergie, le marché de l'électricité apparaît plus fragmenté que jamais. Le pays compte ainsi environ 140 distributeurs dont 10 desservent plus de 100 000 clients. ENEL reste certes le principal d'entre eux (avec 86% du volume distribué en 2012) mais la part de marché des 4 principaux opérateurs concernant la production d'électricité ne cesse de décroître. ENEL détient désormais une part de marché inférieure à 50%, devant ENI (9%), Edison (7%) et E.On (4%). Le fait le plus notable ces dernières années a été la montée en puissance des opérateurs de petite taille dont la part de marché cumulée est passée à 30.2%.

Si les initiatives locales se multiplient, le contexte national est devenu moins favorable aux énergies renouvelables en raison d'une dérive des coûts provoquée notamment par la forte croissance du photovoltaïque. En conséquence, la réduction du soutien aux énergies alternatives fait partie des priorités énoncées dans la stratégie énergétique de 2013 (Strategia energetica nazionale, SEN). Plusieurs mesures avaient d'ores et déjà au cours des années passées reflété la volonté des autorités italiennes de brider la croissance de ces énergies, notamment du photovoltaïque. En 2012, le décret 28/11 a ainsi amendé le dispositif de soutien destiné aux EnR. Les certificats verts ont été remplacés par des tarifs d'achat avec des plafonds institués pour contrôler les coûts. Des appels d'offres ont été introduits pour les installations les plus grandes.

En termes de gouvernance, les collectivités locales bénéficient en théorie de conditions très favorables pour engager des démarches innovantes. Le processus de décentralisation les a dotées de compétences nouvelles et le désengagement obligé de l'opérateur historique (ENEL) de certains territoires permet aux entreprises municipales de prendre le contrôle de nouveaux actifs. La réforme de 2001 (Titolo V, 2001) transféra aux régions plusieurs compétences en matière d'énergie jusque-là détenues par l'État. En 2004 est entrée en vigueur la loi sur la planification énergétique (loi 26, 23 décembre 2004) qui a modifié le processus d'octroi des autorisations (au bénéfice des régions) ainsi que les relations entre les provinces et les régions. Le décret communément (et curieusement) appelé "décret sur le partage du fardeau" de 2012 a fixé pour chaque région sa contribution à la réalisation des objectifs italiens dans le cadre du Paquet européen 3x20.

Pourtant, les initiatives innovantes à l'échelle locale et régionale restent modestes. Plus précisément, elles sont confinées à certains territoires, notamment aux provinces autonomes du nord du pays. Cette note précise le contexte national qui prévaut, analyse le rôle nouveau des entreprises municipales, détaille les innovations apparues dans la région autonome du Trentin-Haut-Adige avant d'éclairer les raisons pour lesquelles les démarches innovantes, notamment en matière d'énergie citoyenne, demeurent modestes.

²⁹³ Initialement prévue pour porter sur la région de Veneto, la note tient compte des difficultés d'obtenir des informations relatives à des démarches innovantes dans cette région. Conformément au Comité de pilotage du 27.09.2015, des exemples de bonnes pratiques recensés dans différentes régions sont analysés. Un développement spécifique est consacré à la région autonome du Trentin-Haut-Adige.

À l'échelle nationale, un essor des EnR suivi d'un coup d'arrêt

Le paradoxe italien

Paradoxalement, l'Italie cumule prix élevés de l'électricité et surcapacités de production. Ainsi, selon une étude Cofindustria de 2012 réalisée à partir des données Eurostat, les entreprises italiennes doivent rattraper un désavantage compétitif de 30% par rapport aux autres grands pays producteurs européens en raison du prix élevé de l'électricité en Italie. Tant pour les entreprises que pour les ménages, l'Italie affiche des prix qui sont parmi les plus élevés d'Europe. 2 programmes nationaux sont dédiés à la précarité énergétique («bonus gas» et «bonus energia») qui concernerait environ 8% de la population. Les prix élevés s'expliquent en partie par la prédominance du gaz importé dans le mix énergétique du pays (plus de la moitié de l'électricité y est produite par la combustion du gaz) et par la faible rentabilité de nombreuses centrales thermiques. L'Italie subit en outre les conséquences de sa géographie. Fermée au nord par les Alpes et dotée de 3 façades maritimes à l'Est, au sud et à l'Ouest, elle s'apparente à une péninsule électrique même si son intégration au réseau européen a sensiblement progressé.

Dans le même temps, l'offre est abondante en raison de la crise économique (qui a provoqué une baisse de la demande) et de la forte montée en puissance des EnR. Certes, les investissements dans le système ont été multipliés par quatre entre 2008 et 2012. Néanmoins, les réseaux de transport et de distribution d'électricité sont souvent congestionnés. Enfin, le renoncement au nucléaire a privé l'Italie des 25% de la production électrique qui auraient pu être ainsi générés. Paradoxalement, l'électricité d'origine nucléaire est présente sur le marché italien malgré l'échec du référendum de 2011 qui visait à relancer une filière du nucléaire dans le pays. Près d'un cinquième de l'électricité consommée provient en effet des parcs nucléaires suisse et français.

Le développement du photovoltaïque en Italie, un cas de mauvaise pratique ?

Dans le cadre de la Directive européenne de 2009 sur les énergies renouvelable (28/2009), l'Italie s'est engagée à intégrer 17% d'EnR dans sa consommation finale d'énergie d'ici à 2020. En 2013, ce chiffre était de 13,5% et 34% la consommation d'électricité provenait de sources renouvelables. Les résultats flatteurs obtenus renvoient pour l'essentiel au soutien significatif accordé au photovoltaïque.

Ce soutien fut accordé à partir de 2005 sous la forme de tarifs d'achat généreux associés à la mise en place de "compteurs intelligents" pour le photovoltaïque (dispositif appelé *Conto energia*). Dans les années qui ont suivi, la production italienne a connu une forte hausse et est devenue le 2^{ème} marché du photovoltaïque en Europe, derrière la RFA. Les autres EnR (notamment l'éolien et le biogaz) ont également connu une progression mais moins impressionnante. Pour le biogaz, un tarif d'achat fut introduit en 2007. L'éolien bénéficia à la fois d'un tarif d'achat et d'un système de certificats verts²⁹⁴.

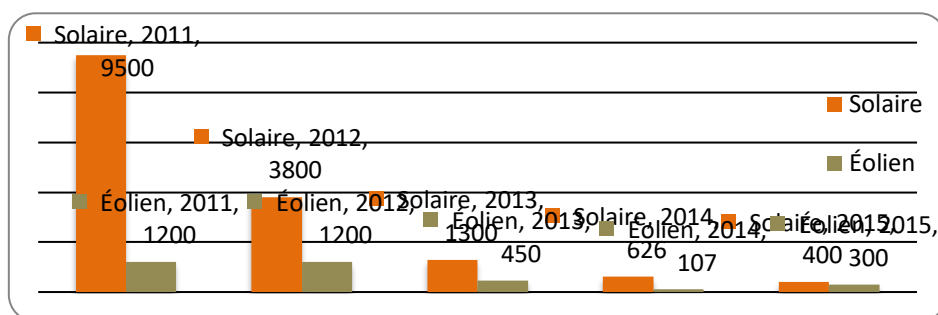
Le coût de cette montée en puissance des EnR apparaît désormais excessif. Il s'est élevé en 2014 effet à près de 12,5 milliards €. Les contrats noués étant valables entre 15 et 20 ans, les coûts vont rester élevés au cours des années à venir. Le montant total devrait se stabiliser à 12,5 milliards en 2018 avant de commencer à décroître. Ce coût est assumé par les consommateurs grâce à un supplément mentionné sur les factures "Componente tariffaria A3" dont le montant correspond en moyenne au cinquième de la facture acquittée par chaque ménage italien. Cette part est supérieure dans le cas des PME. Le montant de la surcharge A3 a connu plusieurs évolutions. Elle a pu atteindre 6.3 centimes/KWh, un chiffre à comparer avec le prix de l'électricité sur le marché en 2014, de l'ordre de 5,2 centimes. L'augmentation de la taxe A3 a été telle qu'en 2012, le

²⁹⁴ Les détails des systèmes de soutien introduits sont explicités dans la notre de cadrage générale consacrée à l'Italie.

gouvernement s'est résolu à fixer un plafond : 6,7 milliards € pour le photovoltaïque, 5,8 milliards pour les autres EnR. Le plafond fixé en 2012 concernant le photovoltaïque fut atteint dès 2013, ce qui implique que les installations implantées depuis cette date ne sont pas éligibles aux tarifs d'achats appliqués jusque-là. Le deuxième plafond (concernant l'éolien) est en passe d'être atteint.

Conséquence de la révision du système d'aide aux EnR, les investissements en la matière ont chuté. Les capacités PV installées sont passées de 10.663 MW en 2011 à 733 en 2014. Le gouvernement Renzi s'est inscrit dans une dynamique amorcée par les gouvernements Monti, Letta et Renzi qui a au final bridé la montée en puissance du photovoltaïque, une approche dénoncée par les lobbies favorables aux EnR (voir graphique 1).

Graphique 1. Capacités de production installées dans le solaire et l'éolien (MW)



Source: Legambiente

Initiatives décentralisées : un paysage énergétique qui se diversifie

Une montée en puissance des villes à travers les municipalizzate?

Dans l'Italie du 19^{ème} siècle, le secteur de l'énergie était animé par un nombre réduit de petites entreprises privées qui détenaient des monopoles à l'échelle de territoires donnés. En 1903, un nouveau cadre légal fut adopté qui a notamment conduit à la création d'entreprises municipales dont beaucoup existent encore de nos jours (appelées *municipalizzate*). Circonscrites aux grandes villes, focalisées sur les ménages (et non les industries) les *municipalizzate* n'ont jamais dépassé 6% de part de marché mais leur rôle économique et leur influence politique sont plus importants que ce chiffre pourrait le laisser penser. Dans les années 20, le régime fasciste freina l'essor de ces *municipalizzate* (au motif qu'elles incarnaient le "socialisme municipal") mais aucune politique de centralisation ou de privatisation n'étant conduite, elles poursuivirent leur développement après-guerre.

Après 1945, entreprises publiques, privées et *municipalizzate* coexistent. Un petit nombre d'entreprises privées et publiques (certaines l'étant devenues après leur intégration à l'IRI, la *holding* nationale créée par l'État italien dans le contexte de la crise de 1929) opéraient dans le cadre de concessions nationales sur des territoires définis. 250 municipalités seulement étaient toutefois engagées dans la production d'énergie, soit à travers une *municipalizzata* (une cinquantaine), soit en gestion directe ou à travers des concessions accordées par les municipalités.

Le paysage énergétique fut bouleversé en 1962. Le gouvernement italien décida alors la nationalisation du secteur de l'énergie, créa ENEL qui absorba l'ensemble des entreprises publiques et privées. Les *municipalizzate*, elles, purent poursuivre leurs activités. Certaines élargirent leur portefeuille d'activités, principalement dans le secteur de l'eau et du gaz (une filière en forte croissance dans les années 70). D'autres obtinrent des concessions de la part d'ENEL dans le secteur de l'électricité. Leur développement fut néanmoins contraint.

Aucune nouvelle *municipalizzata* ne pouvait en effet être créée. L'État devint plus que jamais maître du jeu en raison de la montée en puissance des échanges internationaux dans le secteur de l'énergie et de l'importance du cadre législatif national. Dans les négociations conduites par ENEL pour préciser les termes des concessions avec les *municipalizzate*, celles-ci se sont retrouvées le plus souvent en position de faiblesse. Un accord rapide avec ENEL était en effet indispensable à la poursuite de leurs activités. Au final, la part de marché d'ENEL augmenta de manière spectaculaire tandis que celle des *municipalizzate* passa de 6 à 4% aujourd'hui.

Depuis les années 90 et la vague de libéralisation du secteur de l'énergie en Europe, le rôle d'ENEL diminue. Premier acte de cette recomposition du paysage énergétique : la décision prise en 1991 (Loi n°9) de mettre un terme au monopole d'ENEL en matière de production d'énergie. En 1992, ENEL devint une société cotée (tout en restant aux mains de la puissance publique). En 1997, un régulateur indépendant fut institué (Autorità per l'energia elettrica ed il gas). En 1999, le décret Bersani mit en œuvre le paquet législatif européen de 1996 consacrant l'ouverture des marchés européens de l'énergie.

Les *municipalizzate* obtinrent le droit de renouer avec les activités de distribution et de commercialisation. Aucun acteur ne devant disposer de plus la moitié du parc installé, l'opérateur historique (ENEL) dû céder plus de 15 GW d'actifs. Les parts de marché des principaux acteurs sont désormais de 49% pour ENEL, de 9% pour ENI, de 7% pour Edison, et de 4% pour E.On. Profitant de cette recomposition du paysage énergétique, certaines *municipalizzate* ont acquis des actifs qu'ENEL a été contraint de céder, souvent dans un rapport de force inverse à celui qui prévalut dans les années 60, cette fois-ci défavorable à ENEL. Le processus de libéralisation permit ainsi aux plus grandes *municipalizzate* (et donc aux grandes villes) de jouer de nouveau un rôle majeur dans le paysage énergétique. Certaines recoururent aux marchés financiers, aux PPP pour nouer des alliances avec des acteurs industriels internationaux comme Endesa, Suez, Electrabel ou encore EDF. Ces entreprises firent en effet leur entrée sur le marché italien, soit en acquérant des centrales cédées par ENEL, soit en prenant des parts dans des *municipalizzate*. Au final, quelques *municipalizzate* (Turin, Venise, Brescia) sont la propriété à 100% de leur municipalité mais dans la plupart des cas, des actionnaires nationaux ou internationaux ont été associés.

Si les villes peuvent désormais jouer un rôle accru, elles n'ont pas pour autant la marge de manœuvre des entreprises municipales allemandes ou suédoises par exemple. Le décret Bersani prévoit en effet que les concessions pour les services publics locaux (en l'occurrence la distribution d'énergie, sachant que les activités de production et de commercialisation sont libéralisées) ne peuvent être accordées que par le Ministère de l'industrie pour une durée de 30 ans. En outre, les concessions aux entreprises locales ne concernent qu'une faible part du marché de la distribution puisque ENEL détient toujours 86% de ce marché, suivi par Electrabel / ACEA (un consortium entre la *municipalizzata* de Rome et l'entreprise belge) avec moins de 4% sans oublier les 136 opérateurs qui se partagent les 10 % restants (AEEG 2012).

La libéralisation du secteur de l'énergie n'a au final que progressivement modifié l'organisation des marchés. Certes, ENEL a dû céder quantité d'actifs, de nouveaux mécanismes de supervision ont été mis en place mais les *municipalizzate* voient leurs activités encore largement contraintes par le cadre national. Font exception quelques grandes villes qui possèdent la totalité ou la majorité des actions de leur *municipalizzata*. L'un des changements majeurs est toutefois la montée en puissance d'entreprises énergétiques de petite taille. Globalement, leur part de marché est passée de 10% en 2002 à 30% et leur dynamisme est étroitement lié à la montée en puissance des EnR. La plupart d'entre elles sont circonscrites à un territoire. En 2015, l'Italie en comptait plus de 1500 aux

statuts divers, la plupart étant de taille modeste (plus de la moitié de ces entreprises génèrent chaque année des revenus inférieurs à 10 millions €).

Le gouvernement italien s'emploie désormais à encourager un processus de concentration en proposant des incitations aux entreprises municipales acceptant de participer à la consolidation du secteur. "Nous voulons dans les services publics locaux introduire une recomposition à travers des fusions. Nous voulons à terme disposer d'acteurs industriels importants" expliqua notamment le Ministre de l'industrie en 2015. Plus concrètement, l'idée est de permettre aux 4 entreprises municipales les plus importantes (A2A, Hera, Iren et Acea) de conduire ce processus de consolidation. Afin de convaincre des entreprises locales souvent liées à des intérêts politiques de se fondre dans des ensembles industriels plus vastes, des incitations significatives ont été proposées. A2A, basée en Lombardie, semble par sa taille appelée à jouer un rôle clef dans plusieurs autres régions italiennes. Iren contrôlé par la ville de Gênes a également affiché son intérêt. Ses principaux actionnaires sont les villes de Turin, Gênes, Parme, Piacenza ainsi que la région d'Emilie-Romanie. Elle opère dans les secteurs de l'électricité, du gaz et du chauffage urbain. IREN Energia, une de ses filiales, possède 19 barrages hydroélectriques et 9 centrales thermiques et a également des actifs dans le secteur photovoltaïque. Basée à Rome, ACEA devrait également jouer un rôle dans le processus de consolidation. Créée en 1909, l'entreprise a des activités à la fois dans l'électricité et l'eau. Lors du processus de libéralisation, elle s'appuya sur le décret Bersani pour acquérir en 2001 les activités d'ENEL en matière de distribution dans la région de Rome. Elle devint ainsi le second acteur italien dans l'industrie de la distribution d'électricité. En 2002, elle constitua une *joint-venture* avec Electrabel. Enfin, Hera, basée à Bologne, peut se prévaloir de plusieurs opérations de fusion réussies.

Quant à ENEL, l'entreprise a comme plusieurs autres acteurs énergétiques européens²⁹⁵ amorcé sa mue. L'ancien Directeur d'Enel Green Power a ainsi été nommé Directeur général en avril 2014 et considère que les énergies fossiles n'ont plus d'avenir pour produire de l'électricité²⁹⁶. Quant au captage-stockage du CO2 associé aux centrales au charbon, il serait selon lui technologiquement maîtrisé mais non rentable. Aux antipodes de la stratégie d'autres énergéticiens européens, le Directeur général considère qu'il "est trop risqué d'investir des milliards d'euros dans de grosses centrales nucléaires ou au charbon dont la construction prend cinq à dix ans et qui sont mises en service alors que l'environnement a changé ». Aussi la stratégie du groupe se focalise-t-elle désormais sur la construction de centrales plus nombreuses mais de plus petite taille, sur la réintégration d'Enel Green Power – créée en 2008 et introduite en Bourse en 2010 – dans le giron de la maison mère (prévue pour 2016). Sur les 18 milliards d'euros d'investissements de croissance prévus dans les cinq ans, la moitié ira aux EnR, un tiers à la numérisation du réseau (compteurs intelligents, smart grids) et le reste aux autres énergies (thermique et hydraulique). L'entreprise souhaite aussi investir davantage dans la digitalisation. Quinze ans après une première vague qui avait fait de l'Italie un précurseur en matière de compteurs intelligents, l'entreprise prévoit de déployer une nouvelle génération de compteurs "intelligents" pour optimiser la production et la consommation d'électricité. Près de 40 % de la production d'ENEL provient de l'éolien, de l'hydraulique, du solaire et de la géothermie. Il prévoit de passer à 50 % dans quatre ans et d'atteindre le « zéro carbone » en 2050. L'une de ses premières décisions a été de programmer l'arrêt définitif de vingt-trois centrales utilisant les énergies fossiles d'ici à 2019 en Italie. Sur ces 13 000 mégawatts (MW), 8 000 MW ont déjà été arrêtés.

L'émergence de bonnes pratiques à l'échelle des territoires

²⁹⁵ E.ON s'est scindé en deux pour ne garder que les énergies « propres », les réseaux et l'efficacité énergétique, cantonnant ses centrales thermiques dans une société séparée. RWE a adopté la même stratégie. Engie a déprécié 15 milliards d'euros d'actifs dans les énergies fossiles en 2014 et ambitionne de devenir le « leader européen de la transition énergétique ».

²⁹⁶ "L'italien Enel veut rebondir grâce aux énergies renouvelables", *Les Echos*, 20-21 mars 2015.

Par étapes successives, l'État a délégué de nombreuses compétences aux collectivités locales en matière d'énergie et a encouragé leurs responsables à jouer un rôle accru en matière de lutte contre le changement climatique. Le gouvernement italien responsabilisa une première fois les acteurs locaux en 1991 en exigeant des municipalités de plus de 50 000 habitants qu'elles préparent des plans Énergie évaluant notamment le potentiel existant en matière d'EnR. Les régions furent, elles, invitées à évaluer leur potentiel en matière d'efficacité énergétique et de production à partir de sources renouvelables. En 1998, le décret 112/1998 exigea des provinces qu'elles conduisent des actions en matière d'efficacité énergétique dans le cadre de leur planification énergétique. La réforme de 2001 (Titolo V, 2001) transféra aux régions de nouvelles compétences en matière d'énergie. En 2004, la loi sur la planification énergétique (loi 26, 23 décembre 2004) a confié aux régions l'octroi des autorisations pour l'implantation d'unités de production d'énergie renouvelable.

De fait, les régions ont multiplié les initiatives. En 2001, à Turin, 20 régions signèrent un protocole sur leur politique énergétique (1600 villes italiennes sont par ailleurs signataires de la Convention des maires). La région de Rome (Latium) a énoncé une loi en 2004 en faveur de l'énergie solaire dans les bâtiments sans toutefois disposer des pouvoirs pour l'appliquer concrètement dans des municipalités dont la plupart sont de petite taille. Plus généralement, le transfert de compétences ne responsabilise pas nécessairement les régions. À titre d'exemple, elles accordent certes les autorisations pour les installations d'énergies renouvelables. Néanmoins, dans les faits, elles se limitent à gérer les dossiers déposés, à organiser la consultation entre les différents services de l'administration et de l'État de sorte que leur rôle s'apparente à celui d'un guichet.

Les initiatives les plus innovantes sont à rechercher au niveau municipal. En témoigne le nombre de communes produisant l'équivalent de leur consommation à base d'EnR (tableau 1). Certaines communes italiennes ont ainsi introduit des obligations relatives à l'installation d'équipements pour le solaire thermique et le photovoltaïque dans les constructions. Elles ont en cela suivi l'exemple de la commune de Carugate (15 000 habitants) qui a avait adopté en 2003 un arrêté réglementant la réduction de la consommation d'énergie. Elles ont également anticipé sur la loi de 2012 (n°28) qui impose que 50% de la demande en eau chaude et 20% de la demande en chauffage soient dans le neuf et dans les constructions rénovées assurés par les énergies renouvelables. La municipalité de Bergame est également citée régulièrement pour sa vision stratégique et l'installation sur son territoire de capacités de production basées sur le solaire thermique, le photovoltaïque, l'hydroélectrique, des pompes à chaleur ou encore le biogaz.

Tableau 1 : Évolution dans le temps du nombre de "communes renouvelables"

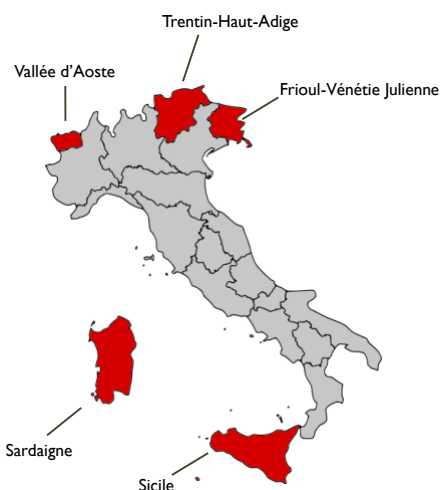
ANNO	SOLARE TERMICO	SOLARE FOTOVOLTAICO	EOLICO	MINI IDROELETTRICO	BIOENERGIE	GEOTERMIA	TOTALE
2006	108	74	118	40	32	5	356
2007	268	287	136	76	73	9	1.262
2008	390	2.103	157	114	306	28	3.190
2009	2.996	5.025	248	698	604	73	5.591
2010	4.064	6.311	297	799	788	181	6.993
2011	4.384	7.273	374	946	1.136	290	7.661
2012	6.256	7.708	450	1.021	1.140	334	7.896
2013	6.260	7.854	517	1.053	1.494	360	7.937
2014	6.652	7.906	628	1.123	1.529	372	8.054

Source: Legambiente

Les villes innovantes sont le plus souvent de petites villes qui ont expérimenté des démarches novatrices, jugées exemplaires, souvent à la suite de crises. Dans les Abruzzes, région dévastée par un tremblement de terre en 2009, plusieurs municipalités ont ainsi fait le choix de se reconstruire en intégrant les préceptes d'un développement durable. Varese-Ligure a, elle, misé sur le

développement durable pour surmonter une crise économique qui fit passer le nombre d'habitants de 6 000 à 2 200 dans les années 80. Le maire de l'époque décida de s'appuyer sur la seule richesse du territoire, à savoir un environnement protégé pour développer un projet touristique global fondé sur les énergies renouvelables et l'alimentation biologique. À cette vision globale s'est ajoutée une participation des citoyens, la municipalité invitant les propriétaires de biens immobiliers à s'associer à ses efforts.

Un Centre d'éducation environnemental initié en 1996 forme les habitants, principalement les jeunes à l'agriculture bio et aux énergies renouvelables. Les agriculteurs, dont beaucoup pratiquaient le bio faute de pouvoir acquérir les intrants, furent encouragés à obtenir des certifications et des financements européens. S'agissant de l'énergie, 4 éoliennes furent implantées qui produisent environ 8 millions kWh d'électricité par an (3 fois le montant consommé par la ville). La mairie et l'école disposent sur leur toit de panneaux photovoltaïques qui fournissent respectivement 98% et 62% de leurs besoins en électricité. L'usine de traitement des déchets ainsi que la municipalité disposent également d'installations photovoltaïques sans oublier une production issue de l'hydroélectricité. L'entreprise énergétique de la région basée à La Spezia (ACAM) acquitte environ 25 000 € chaque année à la municipalité pour l'électricité produite par la municipalité et fournit en outre des services (gestion des déchets et du site de la décharge). Le parc éolien a nécessité un investissement de 1,8 million € couvert à 30% par les fonds européens, par des investissements privés (60%) et par la municipalité. Le coût des installations photovoltaïques (155 000 €) a, lui, été couvert par des fonds locaux et régionaux.



Au final, le bilan économique est flatteur. Depuis les années 90, le nombre de visiteurs touristiques a augmenté de 500%. 140 emplois liés aux installations d'énergie renouvelable ont été créés. La situation démographique s'est stabilisée et la municipalité a enregistré un supplément de près de 500 000 € de rentrées fiscales. Des efforts conséquents ont également bénéficié à l'agriculture bio dont les producteurs se sont structurés et ont contribué à forger la réputation de la vallée de la Vara comme la "vallée bio".

En 2013, la ville a également souscrit au programme Legambiente "Efficienti", qui accorde aux municipalités conduisant des travaux d'efficacité énergétique sur les établissements publics à travers des certificats blancs de disposer de ressources supplémentaires pour d'autres projets locaux. Un groupe de citoyens a par ailleurs fondé un Gruppo di Acquisto Solare, qui a installé un total 40 kW. Enfin, la municipalité fut de 2010 à 2013 partie prenante d'un projet européen avec l'Université de Gênes (ECOMAWARU (ECO sustainable Management of Water and wastewater in RUr al communities) visant à tester un modèle de gestion du cycle de l'eau en zone rurale fondé sur des techniques innovantes d'épuration. Varese est devenue la première municipalité en Europe à produire 100% de son électricité consommée à partir de sources renouvelables. Plus récemment, la municipalité a également soutenu le développement de la biomasse, non pas en installant un réseau de chaleur mais en encourageant les particuliers à se doter de chaudières alimentées par du bois et en structurant le réseau de production local. Le volet éducatif est également important, notamment à travers la participation de la ville au programme FEE (Force Énergétique par les Enfants) destiné à faciliter la prise de conscience par les enfants (et leurs familles) des enjeux énergétiques et environnementaux.

Dans ce panorama des démarches territoriales innovantes, l'Italie du nord et plus précisément les régions et provinces autonomes apparaissent particulièrement avancées. L'organisation territoriale de l'Italie repose sur 3 niveaux : les régions (20) dont 5 disposent du statut spécial de régions

autonomes, les provinces (107) dont la disparition est régulièrement annoncée et les municipalités (8 000). La structure territoriale du pays s'est diversifiée après-guerre. En 1946, la Sicile obtint un statut d'autonomie. En 1947, la Constitution accorda un statut similaire à la Sardaigne, et à trois régions du nord : la Vallée d'Aoste, le Trentin-Haut-Adige et le Frioul-Vénétie Julienne.

PR	COMUNE	N_AB	ST mq	FV kW	EOLICO kW	MINI IDRO kW	GEOT kWt	BIOGAS kWe	BIOMASSA kWe	TLR MWh/a
BZ	BADIA	3.369	75	1.566		2.325		115		19.221
BZ	BRENNERO	2.093	11	717		5.000				9.226
BZ	BRUNICO	15.523	840	5.771		3.960		1.500	990	66.882
TN	CAVALESE	4.014	520	1.131		160			1.065	37.352
BZ	CHIUSA	5.132	11	1.410		1.490			200	18.346
BZ	DOBBIACO	3.376	1.350	1.591		1.783		132	1.800	67.216
TN	FONDO	1.400	700	1.335		900				5.500
TN	FIERA DI PRIMERO	533	53	45		136			990	23.000
BZ	GLORENZA	880		1.114		32		70		11.369
BZ	IACES	5.144	53	5.059		1.440			755	18.000
BZ	LASA	3.949	1.260	9.698		933			6.500	15.801
BZ	MONGUELFO-TESIO	2.804	9	1.308		1.176		100		22.099
AO	MORGEX	2.069	51	195		1.100			6.580	22.099
AO	POLLEIN	1.528	39	450		42			4.200	4.430
BZ	PRATO ALLO STELVIO	3.400	2.200	6.943		4.082		150	990	14.765
BZ	RACINES	4.369	43	1.776		5.255			145	30.018
BZ	RASUNI ANTERSELVA	2.878	28	1.978		1.480			910	24.605
UD	RESIA	1.101	20	59		1.200				4.382
BZ	SESTO	1.952	486	257		154				23.229
BZ	SILANDR	5.998	1.563	7.565		900			2.470	37.110
TN	SIROR	1.285	54	57		40			8.800	23.951
BZ	SLUDERNO	1.283	960	1.972		306		750	520	16.113
SO	SONDAIO	4.281	95	181		160				28.982
BZ	STELVIO	1.215		215		125			540	10.421
SO	TIRANO	9.238	132	3.319					2.000	61.312
BZ	VALDAORA	3.056	34	2.996		547			688	23.667
BZ	VAL DI VIZZE	2.761	26	4.443		2.084			1.100	47.583
BZ	VARNA	4.236	40	5.452		490			1.140	22.898
BZ	VIPITENO	6.419	2.434	2.758	40	3.215	18			64.930

Tableau 2 : Répartition par province des "communes renouvelables"

L'un des cas les plus originaux est celui de la région autonome du Trentin-Haut Adige, plus précisément des 2 provinces qui la composent et qui se sont arrogées l'essentiel des compétences dévolues à la région, à savoir la province de Bolzano/Haut-Adige (appelé aussi le Sud-Tyrol)²⁹⁷ centré

autour de la ville de Bolzano et le Trentin (autour de la ville de Trente). Comme l'indique le tableau 2, la province de Bolzano (intégrée à l'Italie lors du démantèlement de l'Autriche-Hongrie et où les italianophones sont minoritaires) concentre à elle seule et malgré sa taille (équivalente à un département français moyen avec 500 000 habitants sur 7 000 km²), près de la moitié des "communes 100% renouvelables" italiennes.

Stratégies énergétiques dans le Trentin Haut-Adige

Gouvernance territoriale dans la région du Trentin Haut-Adige

Les 2 provinces qui composent la région sont dotées de véritables pouvoirs législatifs, leurs liens avec la Région du Trentin-Haut-Adige étant particulièrement ténus. Les deux provinces sont au fond titulaires d'un pouvoir législatif similaire à celui des régions autonomes. Le gouvernement se compose du gouverneur de la province, d'un vice-gouverneur de langue allemande et d'un autre de langue italienne, ainsi que des conseillers provinciaux. La scission du Trentin-Haut-Adige en deux entités distinctes était à l'origine due principalement à la volonté de satisfaire les exigences de protection de la part de la minorité germanophone.

Un gisement d'électricité hydraulique

Les provinces autonomes du nord de l'Italie sont régulièrement citées pour leur politique exemplaire en matière énergétique. Si elles bénéficient de compétences supplémentaires au regard des autres régions, de la proximité de l'Autriche et du dynamisme de leurs élites, elles peuvent surtout compter sur un gisement d'énergies renouvelables grâce à l'hydro-électricité.

²⁹⁷ L'État italien a officiellement remplacé, depuis la modification constitutionnelle du 31 janvier 2001, le terme Trentino Alto Adige par la dénomination bilingue «Trentino Alto Adige / Südtirol», ce qui en français se traduit par Trentin-Haut-Adige / Sud-Tyrol.

En Italie, l'hydroélectricité contribue à hauteur de 15% à la production totale d'électricité (environ 12% en France), à 60% des capacités de production d'énergies renouvelables et à 55% de l'énergie renouvelable produite. À l'échelle nationale, l'hydro-électricité est donc un enjeu majeur. Depuis 2011, la contribution des centrales thermiques a diminué de 8% celle de l'hydroélectricité et des autres renouvelables de 4%. Les grandes installations représentent près de 85% de la capacité installée (410 MW) et contribuent pour 85% à la production d'électricité à partir des barrages. La région des Alpes est cruciale puisqu'elle concentre à elle seule 74% des capacités hydroélectriques du pays. L'abondance des sites favorables contribue à des coûts de production modestes (surtout lorsque les investissements sont amortis), ce qui explique que les grands énergéticiens italiens aient cherché à détenir des actifs dans la région. À l'heure où viennent à échéance de nombreuses concessions (comme en France), le paysage industriel tend néanmoins à se modifier sensiblement. En outre, le cadre réglementaire de l'hydro-électricité a souffert ces dernières années de plusieurs contentieux entre la Commission européenne et le gouvernement italien.

Dans le cadre législatif actuel, les régions accordent les concessions pour les ouvrages de plus de 3 MW tandis que les provinces ont cette compétence pour les ouvrages plus petits. Les régions autonomes disposaient de cette compétence depuis plusieurs décennies, le statut d'autonomie obtenu en 1972 prévoyant déjà que soit déléguée aux régions autonomes la négociation des concessions des barrages. Dans le Trentin-Haut-Adige, la région a par la suite cédé ces compétences en la matière aux 2 provinces qui la constituent. Celles-ci ont mis à profit la libéralisation du secteur de l'énergie, le renoncement obligé d'ENEL à certaines capacités de production et l'arrivée à échéance des concessions de certains barrages pour reprendre le contrôle du secteur hydro-électrique. Le cadre communautaire a néanmoins compliqué ce processus.

Le facteur européen

En 2005, la Commission européenne lança une procédure d'infraction contre l'Italie, l'invitant à modifier sa législation en matière de concessions hydroélectriques. La Commission reprochait notamment à l'Italie d'accorder une préférence au concessionnaire sortant et, dans la Région du Trentin-Haut-Adige, aux entités publiques locales. Cette préférence accordée au concessionnaire sortant était en effet inscrite dans l'article 12 du décret n.79 du 11/3/1999 ("décret Bersani") qui transposa la Directive 96/92/EC relatives aux règles du marché commun de l'électricité. Dans le cas de la Région autonome du Trentin Haut-Adige la préférence aux autorités locales était mentionnée dans l'article 11 du décret législatif n.463 du 11/11/1999.

Le 22 juin 2012, l'article 37 de la loi n°3 (devenu par la suite la loi n°134 du 7 août 2012) amenda le décret Bersani. L'article 37 contraignit notamment les provinces et régions autonomes à organiser des appels d'offre 5 ans avant la date d'expiration des concessions. Pour les concessions venant à échéance avant 2018 (pour lesquelles le délai de 5 ans ne peut être respecté), un délai de 2 ans peut être envisagé. Néanmoins, le décret précisant les modalités des appels d'offres n'ayant pas encore été adopté, le principe d'un prolongement des concessions existantes a été acté. Dans les provinces et régions autonomes, cette option a suscité des mécontentements, les acteurs locaux souhaitant profiter de la fin des concessions pour se substituer pour grands énergéticiens dans la gestion des barrages. Certaines provinces et régions autonomes (dont la province de Bolzano) décidèrent de faire usage de leur pouvoir législatif pour régler par elles-mêmes l'octroi des nouvelles concessions. Le désengagement contraint de certains acteurs nationaux (parmi lesquels ENEL qui a dû céder *15 GW d'actifs dont plus de 2 GW dans l'hydroélectricité*) a également participé de cette recomposition du paysage énergétique dans les provinces autonomes. Celle-ci peut se résumer à l'éviction des acteurs historiques et à la reprise en main des outils de production par les autorités locales.

SEL, bras armé de la Province pour la transition énergétique

Dans le processus de renouvellement des concessions, la province du Haut-Adige s'est employée à contrôler les actifs énergétiques de son territoire à travers sa société énergétique, SEL. SEL fut fondée en 1998 mais devint opérationnelle en 2001 à la faveur d'un partenariat avec EDISON pour gérer deux centrales hydroélectriques. En 2003, la société fit son entrée sur le marché du gaz puis investit dans plusieurs réseaux de chaleur de la région avant de s'associer avec une douzaine de communes pour la gestion de petits barrages. Depuis, une trentaine de filiales ont été créées dont SELTRADE qui fournit de l'électricité au secteur industriel. En 2007, SELTRADE profita de la libéralisation du secteur en Italie pour s'impliquer dans le commerce de détail. En 2008, SEL et EDISON fondèrent une filiale commune (Hydros AG, SEL y détenant la majorité du capital) pour gérer 7 grands barrages. En 2014, SEL a convenu avec Edison de lui céder ses parts dans une entreprise du Frioul (Cellina Energy) et d'obtenir de l'énergéticien un complément en cash. En contrepartie, SEL est devenue propriétaire à 100% d'Hydros et a accru sa participation dans SELEDISON à 69%. Avec ENEL fut créé SE Hydropower qui prit la gestion de 10 grands barrages et de 7 petits avec, là encore, SEL comme actionnaire majoritaire. Dans un scénario similaire, une société commune fut créée en 2011 (SF Energy) avec ENEL et Dolomiti Energia pour gérer un autre grand barrage. Au terme de cette recomposition du paysage énergétique, SEL gère seul ou en partenariat 35 barrages dans la province. Elle conduit sa propre politique tarifaire qui vise à encourager le recours aux énergies renouvelables (depuis 2013, le tarif appliqué aux ménages est ainsi plus avantageux si ces derniers sont propriétaires d'un véhicule électrique, des offres combinées gaz/électricité sont proposées etc.). SEL a également investi dans les réseaux. En 2011, une autre de ses filiales (SELNET) a repris 5 000 kilomètres de réseaux haute et basse tension détenu par ENEL dans la province. Dans le secteur gazier, un partenariat a été constitué avec 57 communes de la province (SELGAS NET) pour commercialiser le gaz produit.

À la faveur de la libéralisation du secteur de l'énergie inspiré par le cadre communautaire, SEL est ainsi devenu l'acteur le plus important du secteur électrique dans la région. Sur les 28 concessions qui se trouvaient dans les mains d'ENEL et d'Edison, 27 ont ainsi été accordées aux filiales de SEL, une seule à une entreprise privée. L'entreprise représente 53.3% de l'électricité produite et distribuée par les producteurs de la province de Bolzano. Celle-ci détient 94% du capital, 6% étant détenu par SELFIN (dont 102 municipalités et 4 districts sont actionnaires).

Autre acteur significatif, AEW produit 500 gigawatts par an à partir de 4 centrales et approvisionne près de 140 000 clients (sa part de marché dans la province est de 47%). AEW investit depuis 2006 dans les réseaux de chaleur, notamment dans celui de Meran, et distribue le gaz dans la principale municipalité (Bolzano). L'entreprise peut se targuer d'une ancienneté qui conforte sa légitimité aux yeux des habitants (les municipalités de Bozen et de Meran avaient signé l'accord de l'entreprise pour la construction et la gestion d'une centrale d'hydroélectricité dans la région en mars 1897).

Cette recomposition du paysage énergétique à l'avantage de la province a néanmoins suscité le mécontentement de candidats évincés pour la gestion de barrages. L'organisme décisionnaire, à savoir la Province, étant actionnaire majoritaire de SEL, le conflit d'intérêt est en effet évident. Les autorités régionales ont néanmoins confirmé en 2015 les concessions accordées. Dans un cas, l'ouvrage a été rétrocédé à son actionnaire précédent (en l'occurrence AEW) mais les 2 entreprises ont depuis développé le projet de fusionner (pour former Alperia). L'objectif de la nouvelle entreprise est double, devenir une entité qui fournit non seulement de l'énergie mais aussi davantage de services, d'élargir son portefeuille de participations à l'Italie voire aux pays voisins. L'assentiment des autorités de la concurrence n'est pas pour autant acquis, ces 2 entreprises détenant désormais une part considérable du marché de l'énergie dans la province.

Les enjeux pour les collectivités territoriales d'une recomposition de l'outil de production hydroélectrique

La province de Bolzano n'est pas une exception parmi les provinces et régions autonomes italiennes. Ainsi la Vallée d'Aoste produit chaque année environ 3116 GW d'énergie renouvelable et en exporte près de 70% vers les autres régions italiennes, principalement grâce à ses barrages hydro-électriques (la part de l'hydro-électricité dans la production d'électricité à partir de sources renouvelables s'élève à 95%, le PV, l'éolien et la biomasse se partageant les 5% restants).

En 1995, la Vallée d'Aoste fit l'acquisition de plusieurs centrales hydroélectriques (auprès d'ENEL) placées au sein d'une société commune, CVA (Compagnia delle Acque Valdostana Spa). L'opération permit à la Région autonome d'acquérir 100% des activités de production d'ENEL situées dans la vallée. La société a peu à peu essaimé ses activités dans d'autres régions italiennes comme le Piémont ainsi que dans l'Italie centrale. Aux 30 installations hydroélectriques se sont ainsi ajoutés 2 parcs éoliens et 3 parcs photovoltaïques. L'entreprise revendique plus de 30 000 clients et la commercialisation de 4 700 Gw chaque année.

En outre, en 2011, ENEL céda 51% de sa participation dans Deval et Vallenergie au profit de CVA qui possédait déjà 49% des actions de ces entreprises. Vallenergie compte 50 employés, a un chiffre d'affaires d'environ 50 millions d'habitants et revendique 100 000 clients. Deval est une autre entreprise de distribution qui fournit de l'électricité à 130 000 clients (dont 95% détiennent des compteurs intelligents) dans 70 municipalités de la région.

La croissance hors de la région apparaît comme une nécessité en raison du taux d'équipement atteint en matière de barrages hydroélectriques. À l'instar de la province de Bolzano qui a renforcé les contraintes pour l'installation d'éoliennes, la province de la Vallée d'Aoste a établi en 2012 un moratoire jusqu'au 31 décembre 2017 pour les installations hydro-électriques. La décision est intervenue après que certains projets, précieux pour l'équilibre des finances publiques de certaines municipalités, sont apparus en contradiction avec le respect des paysages et de la biodiversité.

Quels sont les enjeux de cette réappropriation des actifs énergétiques par les provinces autonomes ? Pour les collectivités locales concernées, le premier enjeu est financier. Chaque barrage est soumis au paiement d'une redevance. Après la nationalisation du secteur électrique en 1962, le législateur n'a pas remis en cause les rentes constituées mais la libéralisation amorcée dans les années 90 a rebattu les cartes. D'une part, les investissements sont amortis. D'autre part, les régions ont hérité des compétences de l'État dans le domaine de l'eau. Elles peuvent notamment définir le montant des redevances acquittées par les concessionnaires des barrages. Résultat : celles-ci varient sensiblement d'une région à l'autre, de 13.32 €/kW en Emilie Romagne à 35.05 €/ kW à Molise et Basilicata. Enfin, l'austérité budgétaire pratiquée à l'échelle nationale conduit les collectivités locales à rechercher des sources de revenu supplémentaires. Selon une étude consacrée à la Lombardie, 50% de la rente environ bénéficie aux communes. Dans le cas d'un renouvellement de concession conduit conformément à la législation actuelle, qui prévoit notamment une redevance de 30% sur les revenus fournis par les ouvrages, 90% de la rente bénéficierait aux pouvoirs locaux, principalement aux communes.

L'enjeu financier est lié à l'enjeu environnemental. Depuis 2011, les exploitants de barrages doivent verser des fonds aux collectivités locales. Tous les 3 ans, leur montant est décidé. La Province a dans les contrats de concession détaillé les mesures environnementales nécessaires (une disposition qui serait unique en Italie). De 2010 à 2040, 376,5 millions € devront être investis. En 2015, un accord a porté sur une dizaine de barrages transférant 32,7 millions € (21,8 pour les communes, 10,9 millions pour la Province). Certains acteurs locaux de la province s'étaient élevés contre le "décret Monti" qui prévoyait le prolongement de certaines concessions jusqu'en 2017

(voir plus haut). À titre d'exemple, la municipalité de Brunico souhaitait profiter de la fin de la concession d'un barrage situé sur son territoire (et géré par Hydros) pour déposer une offre. En 2013 et 2014, l'entreprise municipale se déclara intéressée par la renouvellement de cette concession. La province ne souhaitant pas s'immiscer, le "décret Monti" adopté à l'échelle nationale s'imposait. 68% du courant produit bénéficiait à Edison, 32% à SEL (Hydros étant une société commune des deux énergéticiens). La municipalité évalua à 3,5 millions le manque à gagner. En janvier 2015, le gouvernement régional adopta les nouvelles modalités pour les concessions. Signe d'une volonté de préserver le consensus, ces modalités furent l'aboutissement d'une consultation organisée sous le nom de "Table ronde Énergie". Si le cas spécifique du barrage en question n'est pas encore réglé, l'entreprise municipale de Brunico qui dispose d'ores et déjà de participations dans plusieurs barrages et d'un champ photovoltaïque (disposé sur la centrale de biomasse), elle se réjouit par avance de prendre le contrôle de l'actif convoité.

L'autre enjeu de la prise de contrôle par la Province des barrages est politique. En témoigne le commentaire du Président de la Province après la cession d'actifs de la part d'ENEL et leur acquisition par SEL : "nous avons atteint l'objectif que nous poursuivions depuis des décennies, à savoir remettre l'énergie du Tyrol du sud dans les mains du Tyrol du Sud". Pour SEL, les acquisitions permettent au Tyrol du Sud "d'atteindre l'autarcie pour ce qui concerne les énergies renouvelables. Avec ce qu'elle produit, la région couvre ses besoins". Les relations avec l'État pourraient néanmoins connaître des tensions. En effet, dans le contexte de la réforme constitutionnelle en cours en 2015 et en 2016, le gouvernement Renzi prévoit de recentraliser certaines prérogatives, notamment ... l'organisation des appels d'offres pour les concessions des barrages hydro-électriques.

Les ambitions énergétiques de la province

Dans l'immédiat, une présentation succincte de la situation énergétique de la province de Bolzano fait apparaître un bilan flatteur et des objectifs ambitieux. Comme l'indique le tableau 1, la région se distingue à l'échelle européenne comme à l'échelle italienne puisqu'elle produit 2 fois plus d'électricité qu'elle n'en consomme. L'hydroélectricité joue ici un rôle majeur (elle représente plus de 92% de la production d'énergie renouvelable).

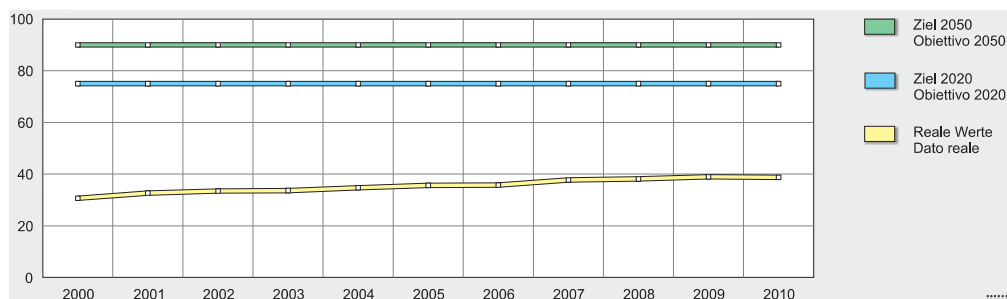
2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	REGIONI E RIPARTIZIONI GEOGRAFICHE
21,0	19,1	17,6	17,9	20,3	28,7	26,0	29,5	32,8	Piemonte
242,2	229,2	220,2	227,2	235,2	304,7	251,4	232,7	265,8	Valle d'Aosta (b)
3,4	2,3	3,0	3,0	4,2	5,4	5,4	5,4	6,7	Liguria
14,1	11,6	12,7	12,0	16,3	17,8	19,1	20,1	20,9	Lombardia
164,5	126,8	140,4	135,7	172,6	182,1	178,4	168,4	199,6	Alto Adige (b)
101,0	72,0	78,2	71,8	102,6	121,1	119,9	113,5	102,4	Trentino (b)
12,3	10,2	10,8	10,7	12,9	15,9	15,8	18,2	20,4	Veneto
16,5	12,8	13,4	13,6	17,3	23,4	22,0	21,4	21,9	Friuli-Venezia Giulia
5,8	5,1	5,4	4,9	6,1	9,1	9,9	11,9	14,9	Emilia-Romagna
28,6	26,3	27,4	27,5	28,2	30,1	31,5	32,0	33,4	Toscana
28,2	26,7	26,9	15,9	18,8	26,3	37,4	32,1	26,0	Umbria
7,6	7,7	6,2	3,1	7,1	9,2	10,9	14,8	19,8	Marche
6,2	5,6	5,5	3,4	4,6	5,9	7,4	8,9	10,5	Lazio
27,0	28,4	28,3	15,4	20,7	36,0	34,0	34,9	31,9	Abruzzo
24,6	22,0	16,4	20,2	26,4	42,0	59,1	67,4	78,6	Molise
6,2	6,0	6,4	5,8	7,0	11,3	15,1	15,3	20,3	Campania
3,9	4,7	5,5	6,8	9,7	13,4	17,8	25,8	36,4	Puglia
15,2	15,5	15,1	15,7	16,7	30,3	37,4	36,0	49,8	Basilicata
27,5	31,2	26,9	21,9	22,1	44,7	53,9	51,2	58,0	Calabria
1,5	2,6	2,7	4,2	5,0	7,3	11,0	13,8	20,8	Sicilia
4,2	6,5	6,7	7,9	7,6	11,4	15,9	19,0	25,3	Sardegna
18,8	15,6	16,3	15,8	19,9	24,1	24,1	25,3	27,1	Nord
16,9	15,6	15,7	13,3	14,8	16,8	19,3	20,0	21,3	Centro
8,2	9,0	8,9	8,3	10,0	16,1	20,4	23,3	30,2	Mezzogiorno
15,5	13,8	14,1	13,3	16,2	20,5	22,2	23,8	26,9	Italia

Tableau 3. Part de la consommation d'électricité couverte par la production à partir de sources renouvelables

Plus généralement, la part des énergies renouvelables dans la consommation finale (chaleur comprise) dépasse 40%. La stratégie

Énergie-Climat 2050 vise un taux de 75% pour 2020, de 90% pour 2050. Les autres objectifs sont notamment le renoncement à toute énergie fossile (y compris dans le transport) et une consommation énergétique réduite de 20% par habitant.

Graphique 2. Part des EnR dans la consommation énergétique finale



Comme le suggère le graphique 2, les objectifs de la Province sont particulièrement ambitieux au regard des progrès effectués ces 10 dernières années. La plupart des sites favorables à l'hydro-électricité sont exploités. Considérant que les éoliennes ont un impact paysager excessif, la province a ainsi décidé en 2011 de proscrire tout nouveau projet en la matière (sauf sous certaines conditions dans le parc éolien du Brenner). Le photovoltaïque était soutenu à travers le dispositif *Conto Energia* et les évolutions de ce dernier ont dû de fortes retombées sur la dynamique de ce secteur dans la Province (cf. tableau 4). La remise en cause du *Conto Energia* à l'échelle nationale (voir plus haut) a néanmoins réduit les incitations qui avaient dans la province comme dans le reste du pays provoqué une forte croissance du photovoltaïque.

Tableau 4 : L'effet *Contoenergia* sur le déploiement du photovoltaïque dans la province de Bolzano

Année	Nombre d'installations	Surface couverte	Production (MWh)
2004	596	6930	4200
2005	658	8530	5100
2006	632	7450	4500
2007	1259	15275	9200
2008	1294	15620	9400
2009	416	5177	3100
2010	303	3477	2100
2011	293	3352	2000
2012	239	2911	1700
2013	201	2302	1400
2014	175	2003	1200

Source: bureau statistique de la province de Bolzano

Les énergies renouvelables bénéficient naturellement des soutiens disponibles à l'échelle nationale. La Province a néanmoins enrichi les dispositifs existants. S'agissant du photovoltaïque, l'objectif affiché est de passer d'une capacité de production de 120 MW (en 2011) à au moins 300 MW en 2020 et 600 MW en 2050. En 2012, une "Bourse solaire" a été instituée qui sert d'intermédiaire pour l'implantation de grandes installations et qui permet de rassembler des investisseurs. Des conseils techniques et administratifs sont également proposés. Les fermes photovoltaïques sont interdites sur les terrains. D'ici à 2018, tous les bâtiments publics devront être équipés de panneaux photovoltaïques, sauf si les conditions techniques ne le permettent pas. Des citoyens devront pouvoir être associés à leur financement.

Pour les installations de biogaz, la source d'approvisionnement de la matière première ne doit pas être située à plus de 20 kilomètres de l'installation. Son alimentation ne doit pas conduire à une surexploitation des sols. S'agissant de l'éolien, la Province définit par elle-même les zones éligibles, toute implantation hors de ces zones étant interdite. Les chaufferies biomasse individuelles ne sont possible qu'en lien avec la mise en conformité de la maison à la norme C (voir plus bas) ou avec la construction d'une maison neuve à la norme A. Pour atteindre ses

objectifs, le gouvernement finance activement la transition énergétique. Depuis la moitié des années 90, la Province a investi dans 72 réseaux de chaleur, 291 installations de géothermie, 48 centrales de biogaz, 7 000 installations photovoltaïques et 996 centrales hydrauliques.

Graphique 3. Hiérarchie des priorités dans la stratégie Climat-Énergie de la province de Bolzano.

L'amélioration de l'efficacité énergétique est également une des priorités de la Province. Dans la hiérarchie des priorités qu'elle a établie, l'utilisation intelligente de l'énergie est sa préoccupation première. Viennent ensuite l'amélioration de l'efficacité énergétique, la substitution des énergies fossiles par d'autres sources d'énergie et, enfin, l'accroissement des capacités de production d'énergies renouvelables. La Province accorde des subventions qui peuvent couvrir jusqu'à 30% des travaux de rénovation énergétique. Solution alternative, une déduction fiscale de 55% peut être obtenue.

Source: KLIMAPLAN - Energie-Südtirol-2050

L'outil le plus original est néanmoins réglementaire. La politique d'efficacité énergétique se base notamment sur les normes développées par KlimaHaus qui sont obligatoires dans l'ensemble de la Province et qui, à l'instar des équipements électroménagers, classe les bâtiments en 3 catégories (A, B or C).



La volonté d'améliorer l'efficacité thermique de l'habitat dans la province prit pour commencer la forme d'un engagement international. Dans les années 90, la province de Bolzano et plusieurs municipalités adhèrent à l'Alliance pour le climat, dont les membres s'engagent à réduire les émissions de CO₂ de 10% tous les 5 ans. À partir de cette date, des actions de

formation ont été conduites pour sensibiliser les techniciens du secteur de la construction et les premières aides pour la rénovation thermique ont été proposées. Les acteurs de la Province accordent d'autant plus d'attention au sujet que le climat de la région est rigoureux et qu'une partie du stock de logements est ancienne (or, les maisons construites avant 1950 "consomment" environ 50% d'énergie de plus par m² que les maisons construites après 2000). L'institutionnalisation de cette politique intervint sous la forme d'une Agence (Agenzia Casa Clima/KlimaHaus Agentur) créée dans les années 2000. Sa vocation est définie selon les termes de la Directive 91/2002 et vise à encourager la construction de maisons à la consommation en énergies fossiles réduite. La classification mise en place est la suivante :

- 1) Casa Clima Gold : Bâtiment dont la consommation annuelle par m² est inférieure à 10 Kwh
- 2) Casa Clima A : Bâtiment dont la consommation annuelle par m² est inférieure à 30 Kwh
- 3) Casa Clima B : Bâtiment dont la consommation annuelle par m² est inférieure à 50 Kwh
- 4) Casa Clima C : Bâtiment dont la consommation annuelle par m² est inférieure à 70 Kwh (norme minimale pour le bâti neuf)
- 5) Casa Clima D : Bâtiment dont la consommation annuelle par m² est inférieure à 90 Kwh (norme minimale pour le bâti existant)

À partir de 2002, le processus de certification débuta. En octobre de cette année-là, la ville de Bolzano adopta de nouvelles règles d'urbanisme intégrant cette classification. Pour la première fois en Italie, des normes obligatoires en matière de consommation énergétique étaient ainsi mises en œuvre à l'échelle locale avec l'obligation de respecter certaines normes pour la température maximale dans les pièces. En 2004, la Province adopta de nouvelles règles ("Réglementation pour la mise en œuvre de la planification relative à la réduction de la consommation d'énergie") prévoyant notamment qu'une construction neuve doit se conformer à la norme C. En juillet 2009,

une nouvelle réglementation précisa que toute transaction immobilière doit s'accompagner d'un processus de certification. La norme A fut, elle, rendue obligatoire pour les constructions neuves.

L'Agence Casa Clima est indépendante. Pour obtenir une certification, la demande doit être adressée avant le début de la construction à travers un dossier détaillant les spécifications techniques du projet. Un examen technique est réalisé afin d'identifier les ponts thermiques, les pertes de chaleur etc.... Par la suite une inspection du chantier est conduite afin de vérifier la qualité des matériaux utilisés, la disposition du système de production d'énergie à partir de sources renouvelables ou encore la gestion des eaux de pluie. Par ailleurs, l'Agence a mis en place un programme de formation destiné aux techniciens du secteur de la construction. En 2014, près de 20 000 professionnels avaient bénéficié d'au moins une formation. Plus de 3 000 constructions nouvelles et 3000 bâtiments rénovés ont été jusqu'en 2015 certifiés. La Province considère avoir un potentiel considérable en Italie en raison des prix élevés de l'électricité. Casa Clima organise des Congrès (40 000 visiteurs en moyenne).

D'autres provinces et régions autonomes ont pris des mesures similaires en matière d'efficacité énergétique. Ainsi, en janvier 2014, le Val d'Aoste fixa plusieurs obligations concernant l'intégration des installations d'énergies renouvelables dans le bâti. En 2013, une loi (d.G.r. 488/2013 de mars 2013) avait été adoptée selon laquelle toute construction neuve doit abriter une installation de production d'énergie renouvelable d'1 kW par 65m² et de sorte que tous les besoins en eau chaude, chaleur, froid puissent être couverts par l'installation d'origine renouvelable à hauteur de 35%. Comme dans d'autres territoires, le principal défi concerne néanmoins le bâti ancien, la majeure partie des habitations étant énergivores.

En lien avec la volonté de renforcer l'efficacité énergétique, la Province de Bolzano a par ailleurs investi dans une "*Smart-Grid-Initiative*". En matière de planification, le plan d'urbanisme de la ville de Bolzano se présente comme "un pacte entre la ville et la campagne". La formule signifie que toute opération urbaine doit tenir compte de son impact sur le voisinage de la ville et qu'un compromis optimal entre densification et préservation des espaces verts doit être recherché.

La politique de la province de Bolzano est en outre adossée à des capacités de recherche relevant de l'Institut des énergies renouvelables (EURAC), l'Université de Bolzano propose un Master Casa Clima focalisé sur l'efficacité énergétique dans la construction et sur les énergies renouvelables. Des investissements ont été également été opérés dans des projets de valorisation de l'hydrogène. Sur le plan industriel, près de 500 entreprises relèvent du secteur des énergies renouvelables. La province n'a pas de politique industrielle spécifique mais en raison du dynamisme qu'y connaissent les énergies renouvelables ainsi que de sa situation géographique, elle sert de tremplin pour des acteurs autrichiens et allemands sur le marché italien (panneaux solaires Ralos à Merano, investissements de RWE dans l'éolien avec Fri El Green Power).

Les facteurs d'une transition énergétique atypique dans les provinces autonomes

Plusieurs facteurs expliquent les performances flatteuses de la Province. L'historique de la région en est un. Le Tyrol du sud a plus d'un siècle d'expérience avec l'hydroélectricité, la première centrale étant mise en œuvre en 1897 à Mühlen. Avant la première Guerre mondiale, une dizaine de barrages étaient en fonctionnement. Après l'annexion de la province par l'Italie, d'autres centrales furent construites pour contribuer à la volonté politique du régime fasciste de parvenir à l'autosuffisance (en 1931, la plus grande centrale hydroélectrique d'Europe fut mise en service à Kardaun). À la veille de la Seconde Guerre mondiale, les centrales hydroélectriques fournissaient 12% de la consommation d'électricité de l'Italie. Les réalisations se poursuivirent après-guerre, jusque dans les années 60. Jusque dans les années 90, ENEL était le principal exploitant des ouvrages construits.

Autre facteur : les conditions naturelles. Le relief des Alpes et l'abondance des rivières contribuent au succès de l'hydroélectricité (960 barrages) tandis que les 300 jours d'ensoleillement par an facilitent le déploiement du photovoltaïque. Le développement de la biomasse peut par ailleurs s'appuyer sur un couvert forestier qui représente 50% de la superficie du territoire. Ajoutons à ces données la situation économique enviable de la région (le taux de chômage n'y dépasse pas 3,5%) et le régime fiscal atypique qui permet à la Province de conserver 90% de ses recettes. Les autorités disposent ainsi des moyens de conduire une politique énergétique ambitieuse qui serait difficilement transposable dans un autre contexte géographique et économique. Au-delà de ces aspects géographiques et économiques, le contexte social n'est toutefois pas anodin. Il se caractérise par un consensus social fort qui se traduit notamment par un phénomène associatif aussi ancien qu'omniprésent dans la province.

Confcoopérative Bolzano, Legacoopbund, AGCI Südtirol-Alto Adige sont quelques unes des nombreuses coopératives opérant dans la région et que chapeaute une structure commune, Raiffeisenverband Südtirol. Raiffeisen Energie Verband (REV) chapeaute la plupart des coopératives du secteur de l'énergie, défend leurs intérêts et leur fournit du conseil (notamment pour l'installation de capacités de production, pour la vente de l'énergie produite ou pour l'acquisition de certificats verts). Elle recense 305 adhérents dont 192 entreprises, 33 communes ainsi que 80 coopératives. Elle englobe dans son périmètre 119 barrages, 40 centrales biomasse et 157 panneaux photovoltaïques. Sa création remonte à 2012 lorsque Energie Raiffeisen et l'association de la biomasse du Haut-Adige (créée en 1998) décidèrent de fusionner.

Selon REV, le paysage énergétique doit se diversifier. Aux côtés des 2 principaux acteurs (SEL contrôlé par la municipalité de Bozen et AEW contrôlée par celle de Meran) appelés à fusionner, des PME, des entreprises municipales, les coopératives doivent pouvoir disposer d'une plate-forme pour échanger et diffuser les savoir-faire. Ces opérateurs doivent ensuite pouvoir céder leur production à des coopératives de consommateurs qui, n'étant pas soumis à l'obligation de maximiser leurs profits, contribueront à une électricité bon marché. Les aspirations politiques à davantage d'autonomie, la compétitivité économique, la protection de l'environnement y trouveront ainsi leur compte. La fragmentation du paysage énergétique de la région n'est guère perçue comme un risque. Certes, 56 des 140 distributeurs d'électricité en Italie sont installés dans la seule province du Tyrol et 20 d'entre eux sont des coopératives. La référence citée régulièrement est néanmoins la Bavière qui, à elle seule, compte 300 distributeurs.

Signe supplémentaire de la vitalité du consensus social, plusieurs partenariats ont été noués entre REV et les acteurs économiques de la région. En juin 2015, SBB (Südtiroler Bauernbund) et REV ont par exemple signé une Convention sur la fourniture de biomasse forestière. Les exploitants sont ainsi assurés que les réseaux de chaleur membres de REV ont pour obligation de s'approvisionner auprès d'eux, en vertu de tarifs préalablement agréés. En contrepartie, les exploitants s'engagent à ne fournir que du bois correspondant aux critères fixés par les réseaux de chaleur (avec un taux d'humidité de 35% et un diamètre de 80 mm maximum par exemple). Le manque de bois est en effet une contrainte de plus en plus ressentie dans la région. 22% seulement de la ressource consommée par la province provient des forêts du territoire alors même que la ressource forestière ne manque pas.

Projets innovants dans les municipalités

Le classement annuel des "Municipalités renouvelables" réalisé par Legambiente place régulièrement la province de Bolzano en tête. En 2014, sur les 20 "communes 100% renouvelables" italiennes, 14 étaient originaires de la province. Plusieurs villes sont citées régulièrement en exemple (Brunico, Prato allo Stelvio, Dobbiaco ou encore Sluderno). Selon

Legambiente, le Haut-Adige est non seulement "la province qui a mis en œuvre la politique la plus ambitieuse et la plus efficace ces dernières années" mais également celle qui a la "vision la plus claire de son avenir".

En 2014, 4 municipalités (Fié allo Sciliar, Terento, Selva and Parcines) figuraient parmi les 5 premières municipalités italiennes dans le domaine du solaire thermique (surface par habitant). S'agissant de la biomasse, 16 municipalités de la province figuraient parmi les 20 premières et celle de Glorenza avait atteint le plus fort degré d'auto-suffisance énergétique. La ville de Bolzano ambitionne d'être "0 émission" d'ici à 2030. Pour cela, la ville impose des normes plus strictes que les normes nationales en matière d'efficacité énergétique, encourage les mobilités douces et mise sur l'énergie solaire ainsi que sur l'hydroélectrique.

Parallèlement au processus d'appropriation par la province des outils de production, certaines municipalités se regroupent et plaident en faveur d'une municipalisation des politiques de l'énergie. Il s'agit le plus souvent de communes unies par leur appartenance à une même vallée. 9 municipalités de la vallée du haut Vinschgau souhaitent ainsi que la gestion de leur réseau électrique soit transférée au Vinschgau Energy Consortium (VEK), une coopérative fondée pour l'occasion.

Dans la province voisine de Trente (qui relève de la même région), certaines communes ont réalisé leur objectif « 100% renouvelable » en se regroupant. C'est le cas de 8 communes dans la vallée de Primiero et de Vanoi. Le regroupement de ces communes a permis de couvrir la totalité de leur territoire par une énergie électrique et thermique renouvelable, produite à partir d'installations hydroélectriques et de panneaux photovoltaïques pour la première, de systèmes solaires et de biomasse pour la seconde. L'électricité et la chaleur produites y sont distribuées par une société municipale de distribution.

Dans la municipalité de Brunico (où 84,5% de l'électricité produite provient de sources renouvelables), la politique Énergie-Climat se définit par :

- une stratégie Energie-Climat 2020
- un plan de mobilité
- une bibliothèque municipale et une école construite selon les normes KlimaHaus A
- l'adoption de la technologie LED pour l'éclairage public
- Un suivi précis et régulier de la consommation de tous les édifices publics
- un réseau de chaleur qui alimente 90% des édifices publics (chaleur fatale fournie par GKN Sinter Metals)
- un suivi en direct de la consommation par les citoyens
- une stratégie pédagogique particulièrement active visant à agir sur les comportements dans les domaines de l'énergie, de l'alimentation et des transports.

L'émergence progressive de l'énergie citoyenne dans les régions italiennes

Une tradition de coopératives ?

L'engagement associatif dans le domaine de l'énergie n'est guère nouveau en Italie. Les premières coopératives hydrauliques furent créées dans les Alpes, au début du XX^{ème} siècle, notamment dans le sud-Tyrol. Dans des régions montagneuses et difficiles d'accès, l'objectif était avant tout d'améliorer le bien-être des populations. En dépit de la nationalisation du secteur de l'énergie, la plupart de ces coopératives ont pu subsister. Les provinces de Trente et de Bolzano abritent encore une trentaine de coopératives hydrauliques. La plupart se sont agrandies et jouent un rôle majeur dans le paysage énergétique. Dans cette région, les coopératives ont également été créées dans le

secteur de la chaleur à base de biomasse forestière. Il reste qu'à l'échelle nationale, ces cas constituent davantage des exceptions que la règle dans un pays où le développement des coopératives dans le secteur de l'énergie reste modeste.

L'implication de la société civile s'est avant tout manifestée à l'encontre des nombreux projets éoliens ou photovoltaïques suscités par les systèmes de soutien mis en place. Dans le nord de l'Italie, de nombreux conflits d'usage relatifs aux terres agricoles ont été provoqués par des projets de biomasse, d'énergie éolienne ou de panneaux photovoltaïques. Selon le rapport NIMBY Forum report, les conflits liés aux énergies renouvelables sont désormais les conflits environnementaux les plus nombreux.

Plusieurs coopératives se sont néanmoins développées, que ce soit pour procéder à des achats groupés (d'énergie verte ou d'équipements tels que des panneaux photovoltaïques) ou pour produire de l'énergie à base de sources renouvelables.

Exemples de coopératives dans le secteur photovoltaïque

- SoLe

Dans le secteur photovoltaïque, une centaine de coopératives était recensée en 2015. La coopérative SoLe s'est développée dans la province autonome de Trento à l'initiative d'un ancien militant vert impliqué précédemment dans différents projets locaux. À l'origine, un parc photovoltaïque associatif fut implanté dans la caserne de pompiers puis un autre en toiture. La banque associative locale apporta son soutien. Les citoyens n'étaient pas invités à investir des fonds mais plutôt à apporter leur garantie et chaque ménage ne pouvait se voir allouer davantage que l'équivalent de 3 kW (un volume jugé voisin de celui consommé par un ménage chaque année). Grâce aux tarifs d'achat généreux, la coopérative a pu verser à chaque "actionnaire" une centaine d'euros, correspondant approximativement au quart de la facture d'électricité annuelle. SoLe a également dû son attractivité à son implication dans des projets de développement locaux (réfection d'une piste cyclable, construction d'une centrale de biogaz, coopération avec l'Université locale pour la formation de jeunes).

- Energy 4 life

Autre projet coopératif, celui développé dans les environs de la ville de Vérone. Si le cas précédent a pu bénéficier d'un tissu associatif historiquement très développé, celui-ci s'explique en partie par le tissu industriel. Son initiateur dirigea durant plusieurs années une entreprise énergétique locale avant de créer une entreprise commercialisant l'énergie au profit de PME de la région. Grâce à cette expérience et au réseau d'entreprises, il a pu créer un fonds incluant des banques, des compagnies d'assurance, divers acteurs économiques ainsi que des citoyens.

Avec un investissement de 3,5 millions €, un réseau de 22 entreprises (appelé 'energy 4 life') a ainsi construit une centrale photovoltaïque de 997,81 kWh sur une surface de 3 Ha, louée à un agriculteur. Au terme de la construction, la coopérative acheta la centrale à la société fiduciaire. Pour adhérer à la coopérative, une mise de 3600 euros/kW était requise. 6 kW était le montant maximum. La plupart des adhérents ont acquis 3kw soit une mise de 10 800 euros et un taux de 4% fut accordé. Un mécanisme a en outre été institué pour encourager les économies d'énergie. Dans l'hypothèse où un actionnaire consomme moins que la quantité "achetée", la coopérative rachète l'électricité non consommée et la vend au plus offrant sur le marché. Ainsi, le consommateur vertueux ne perd pas d'argent et la coopérative accroît ses revenus.

La majorité des actionnaires consommant moins que la quantité achetée, il a été décidé que le surplus soit affecté à un projet permettant de suivre au plus près la consommation des adhérents de la coopérative. Ce type de projet diffère du précédent à plusieurs égards : il implique un investissement conséquent, il repose sur un seul projet de taille significative et comprend un mécanisme d'incitation aux économies d'énergie. Il reste rare en Italie.

- Retenergie

Retenergie est une coopérative énergétique développée dans le Piémont depuis 2007. À l'origine, un groupe d'activistes issus de différents mouvements écologistes décida d'investir dans une installation photovoltaïque (projet appelé Solare Collettivo). Le programme commercial lancé "adoptez un kWh" rencontra rapidement un succès significatif dans l'ensemble de l'Italie. Développé à l'origine à Cuneo, la coopérative a depuis construit 7 centrales photovoltaïques collectives pour un total de 500 kWh. La coopérative compte environ 800 membres dont la majorité détient environ 1 kW, au prix de 500 €, et la plupart des installations se situent sur des équipements publics. L'association étant sans but lucratif, elle s'associa pour son volet commercial à la coopérative Proteo de la ville de Mondovi. Pour financer les 20 premiers kW, 70 000 € furent levés grâce à une quarantaine de participants puis l'arrivée de nouveaux adhérents permit de développer le projet. L'expertise vient des membres eux-mêmes et est collectée ponctuellement si bien que la coopérative n'emploie que 3 personnes à temps partiel. L'association revendique début 2016 600 adhérents provenant des différentes régions italiennes. Ces adhérents sont répartis entre 2 catégories. Les "adhérents consommateurs" acquittent un droit d'entrée de 50 € et peuvent acquérir de l'électricité issue de sources renouvelables. Les adhérents investisseurs versent, eux, 500 € et perçoivent des bénéfices au prorata de leur investissement. Des "investissements éthiques" sont également possibles. Il s'agit de prêts que les adhérents accordent à l'association avec un taux d'intérêt oscillant entre 1 et 2% pour 1 ou 2 ans. 800 000 € ont ainsi été levés de cette façon. L'association fournit également des conseils à ses adhérents, notamment en matière d'efficacité énergétique.

Le groupe s'appuie depuis ses origines sur plusieurs principes parmi lesquels : aucune installation photovoltaïque ne doit être implanté sur une terre arable, le mode de prise de décision doit être aussi démocratique que possible (tous les membres sont invités à une Assemblée générale semestrielle, des réunions sont également organisées à l'échelle des 9 groupes régionaux, un code éthique définit les modalités de la collaboration avec les banques, formule des conseils concernant la réduction de la consommation, interdit les installations de grande taille). En raison de ces règles, le projet d'un parc éolien dans les Pouilles fut ainsi rejeté par l'Assemblée générale, ce qui a conduit l'association à élaborer un code spécifique pour l'éolien (les règles concernant les installations photovoltaïques et hydroélectriques sont déjà en vigueur). L'une de ces règles est que tous les riverains – qu'ils soient ou non adhérents de l'association – doivent être consultés lors de l'implantation d'une installation nouvelle. Au fond, explique un des responsables de l'association Solare Collettivo travaille à la façon d'un think-tank tandis que Retenergie met en œuvre les projets. Peu à peu, l'association se diversifie. Elle est ainsi impliquée dans la construction de parcs éoliens dans une zone rurale de Tanzanie et dans un projet de soutien aux scooters électriques dans les villes italiennes.

L'association déplore néanmoins les obstacles posés par la législation italienne pour la vente d'énergie aux adhérents. GSE (Gestore dei Servizi Energetici) supervise le marché des énergies renouvelables. Elle achète l'énergie renouvelable produite de manière décentralisée et l'injecte dans le réseau mais si les adhérents obtenaient l'électricité via le circuit de

distribution traditionnel, ils ne percevraient pas d'avantage financier. Pour surmonter cette difficulté, Retenergie coopère avec Trenta qui achète l'énergie produite par Retenergie et la distribue aux membres de l'association. Le circuit de distribution traditionnel étant ainsi contourné, Trenta est en mesure de proposer des tarifs 12% moins élevés que la moyenne.

- Energoclub

S'agissant des associations de consommateurs d'énergies renouvelables, Energoclub est l'une des plus importantes. L'association dispose d'environ 1500 panneaux photovoltaïques et ses adhérents sont soit des ménages soit des clubs locaux. Beaucoup ont une expérience antérieure dans les circuits courts alimentaires et voient leur diversification dans l'énergie comme un prolongement naturel de leur projet de relier directement producteurs et consommateurs. L'association reprend la même philosophie, cette fois-ci en effectuant des achats groupés de panneaux solaires et en commercialisant l'énergie produite. La pratique des achats groupés permet autant d'exercer une pression à la baisse sur les prix que de choisir les fournisseurs et les entreprises d'installation en fonction de critères sociaux et environnementaux. L'association constitue par ailleurs un écosystème au sein duquel l'adhérent peut trouver des conseils techniques, administratifs ou échanger des expériences dans les relations avec les gestionnaires de réseaux et avec les autorités locales. Par sa dimension, la coopérative est en outre parvenue à obtenir un contrat favorable avec un fournisseur d'électricité verte.

- Co-energy

Co-energy est également une initiative au départ localisée (en Lombardie) qui a peu à peu essaimé dans d'autres régions d'Italie. L'idée est de créer des "districts d'économie solidaires" au sein desquels producteurs et consommateurs nouent des relations économiques qui favorisent la soutenabilité environnementales, valorisent la producteur locales

Dans un premier temps, Co-Energy rechercha un fournisseur d'électricité verte mais le but ultime était la production décentralisée selon une formule associative. Au final, un accord fut signé avec l'entreprise Trenta basé sur les principes suivants : justice et transparence en termes, sources renouvelables, transparence dans la mise en place et la gestion des centrales... Les adhérents (qui bénéficient d'une réduction de l'ordre de 12% de leur facture d'électricité) ont également des obligations, notamment celle d'investir 1% des gains dans un fonds de solidarité. Les décisions stratégiques de l'association sont prises lors d'une Assemblée annuelle.

Les raisons d'un développement limité de l'énergie citoyenne

Les cas évoqués ci-dessus sont aussi novateurs que rares. Plusieurs raisons expliquent qu'ils tardent à faire école. Les coopératives peinent à trouver des solutions satisfaisantes pour l'approvisionnement en électricité de leurs membres. La vente d'énergie aux membres des associations est également problématique. L'explication réside dans les modalités de *l'unbundling* qui prévoit que les activités de production et de distribution doivent être clairement distinctes.

En outre, la complexité de la législation sur la vente d'électricité, le nombre des acteurs impliqués, la nécessité de pallier à l'intermittence de la production exigent une expertise qui n'est pas à la portée d'une petite coopérative. Les bonnes pratiques ont bénéficié dans la plupart des cas de la compétence d'un ou de techniciens spécialistes qui ont pris l'initiative d'un projet. En conséquence, les coopératives n'ont d'autre issue que de déroger à l'un de leurs principes-clés – à savoir se passer d'intermédiaires – et cherchent à s'adosser à des entreprises énergétiques qui puissent à la fois leur

apporter une assistance technique, satisfaire leurs exigences environnementales et sociales, acheter l'énergie qu'elles produisent et la revendre aux membres de la coopérative. Pour respecter le modèle de gouvernance de l'association, cette entreprise est le plus souvent invitée à devenir adhérente. Au final, une grande partie des coopératives a choisi l'entreprise Trenta. Créée en 2008, elle a sa base territoriale dans la province de Trento où prévaut précisément une culture de la coopérative héritière d'une longue tradition (voir plus haut).

En outre, Trenta peut valoriser une culture industrielle favorable aux énergies renouvelables nourrie notamment par la gestion d'une trentaine de centrales hydrauliques (4 milliards de kWh par an). Celles-ci fournissent en outre l'électricité verte réclamée par les coopératives. Elle figure en outre parmi les rares entreprises énergétiques à ne pas avoir son nom associé à des projets condamnés par les coopératives, notamment des usines d'incinération de déchets). Elle est néanmoins présentée comme un choix par défaut. Un membre de Co-Energy explique : "c'était l'option la moins mauvaise. Ils sont loin d'être parfaits. Ils sont associés à des grands énergéticiens pour la gestion de certaines de leurs centrales. En outre, ils tirent une partie de l'énergie produite de panneaux photovoltaïques aménagés sur des terres agricoles ou d'huile de palme".

Plus largement, les coopératives ne séduisent que marginalement la population. Autant les circuits courts dans le secteur alimentaire sont associés à des produits d'une qualité différente, autant l'électricité demeure le même produit quelque soit le fournisseur.

En 2014, Energoclub et des experts du think-tank Avanzi créèrent une coopérative pour la production d'énergie renouvelable (sur le modèle d'Ecopower en Belgique). Le but était de créer une entité commerciale spécifique appelée E' nostra (c'est la nôtre). Une entreprise fut associée (Forgreen) qui fut fondée par l'initiateur d'une autre coopérative, Energyland. Avec cette création, la boucle est bouclée. Les membres de la coopérative peuvent acheter de l'électricité directement des centrales qu'ils ont co-financées ou, si la production de celle-ci est insuffisante, ils peuvent l'acheter en ayant la certitude qu'elle provient d'installations qui sont conformes à leurs principes. Sur ce point, des contrats ont été négociés directement avec certains opérateurs relevant du secteur de l'hydroélectricité.

L'idée est qu'après avoir atteint 5 000 membres, la coopérative pourra se passer de son partenaire commercial et internaliser toutes les fonctions. En somme, le but de "E' nostra" dont le ticket d'entrée coûte 500 € n'est pas de maximiser les profits mais d'attirer autant d'adhérents que possible. Le prix proposé n'est pas compétitif par rapport au marché. Les initiateurs comptent néanmoins sur la philosophie du projet, sur les principes mis en exergue pour séduire une large clientèle. Les questions de gouvernance restent néanmoins dirimantes. L'association reposant sur un réseau de bénévoles, la prise de décision est compliquée et obéit à des procédures lentes. En outre, le refus de toute compromission avec les principes de l'économie de marché contribue à se tenir à l'écart du marché. Au fond, les quelques coopératives créées renseignent ainsi sur les raisons pour lesquelles la plupart des initiatives locales peinent à élargir le cercle de leurs sympathisants et à s'imposer à l'échelle nationale.

Le cas italien confirme que la transition énergétique est plus complexe dans des États héritant d'un système centralisé avec un opérateur ayant durablement bénéficié d'une position de monopole (en l'occurrence ENEL). La montée en puissance des énergies renouvelables tarde à être relayée par l'essor d'initiatives locales citoyennes. Les bonnes pratiques identifiées dans le nord de l'Italie suggèrent que les modalités administratives ne sont pas l'unique raison de la faiblesse des initiatives associatives. D'autres raisons peuvent être avancées.

Le poids des opérateurs historiques en est une. Au début du XX^{ème} siècle, principalement dans l'Italie du nord et du centre, les institutions fournissaient au nom du "socialisme municipal" des

services publics de qualité reconnue soit dans les industries de réseau (électricité, eau, gaz). Elles jouissaient d'une situation de monopole de fait du moins pour le service au consommateur même si les réseaux pouvaient être la propriété de l'État. Dans le secteur de l'électricité, les entreprises locales et régionales privées ont été nationalisées en 1962, sous la pression du Parti socialiste qui rejoignit à cette date la coalition (voir plus haut). En 1999, à la suite de la Directive européenne sur la libéralisation des marchés de l'électricité (Directive 96/92/EC), le système national monopolistique s'est fractionné. Une des conséquences de l'ouverture des marchés est qu'une même entreprise ne peut plus être à la fois productrice et distributrice d'électricité sur un même territoire. Imaginée pour empêcher que ne se rétablissent des monopoles locaux ou régionaux, cette disposition bride en réalité les acteurs désireux de proposer des modèles alternatifs, notamment d'énergie citoyenne.

En outre, le marché est moins ouvert dans la réalité qu'il n'y paraît au premier abord. 5 ou 6 entreprises le dominent, notamment ENEL qui est devenue une entreprise comptant 6 filiales. Le secteur des EnR est, lui, fragmenté. On compte environ 500 000 installations photovoltaïques, la plupart étant de petite taille. Le système de transmission est contrôlé par le Trésor via une entreprise, Terna. L'électricité est commercialisée sur un marché de gros où plusieurs centaines d'entreprises opèrent. Le système de distribution est régi par des licences accordées pour 30 ans et 86% est contrôlé par l'une des 6 filiales d'ENEL, en l'occurrence Enel Distribution. Le reste est partagé entre 3 entreprises municipales et les autres opérateurs ont moins de 1% du marché.

En somme, les réseaux ne sont pas véritablement libéralisés, non pas uniquement parce que de nouveaux entrants n'y ont de fait pas accès, mais surtout parce qu'y dominent de grandes entreprises sortant de situations de monopole. Les organismes qui ont émergé du mouvement du socialisme municipal sont devenus de grandes entreprises cotées dont les principaux actionnaires sont les pouvoirs publics (locaux ou nationaux). Les licences qu'ils ont obtenues étant valables 30 ans, les coopératives ont peu de chances d'entrer sur le marché à moyen-terme. Elles n'ont aucune chance de s'approprier un réseau local, fut-il de taille modeste. Elles doivent limiter leurs activités aux 2 seuls segments effectivement libéralisés : la production d'énergie à partir de sources renouvelables et la commercialisation.

En outre, le dualisme du tissu industriel italien se reflète dans l'industrie des énergies renouvelables. La plupart des installations photovoltaïques sont de petite taille et les coopératives pratiquant les achats groupés sont rares (voir plus haut). Quelques grandes entreprises sont toutefois parvenues à imposer de grandes installations affectant les paysages et sans associer les citoyens locaux. De mêmes, d'importants parcs éoliens ont été aménagés dans le sud dans une logique industrielle sans implication des acteurs locaux. Quelques projets éoliens de petite taille sont observables, principalement dans des zones de montagne, à l'initiative de quelques villages, mais ils sont rares. Les conditions les plus favorables à l'énergie éolienne se trouvent dans le sud du pays, là où les conditions sont davantage propices à une collusion entre groupes industriels et groupes mafieux qu'à l'émergence de projets associant acteurs locaux et PME.

La différence avec d'autres pays où les coopératives énergétiques se sont développées ne tient pas uniquement à la présence de groupes industriels de grande taille. L'Allemagne a aussi ses "quatre grands" qui n'ont pu empêcher l'entrée sur le marché d'acteurs alternatifs. Outre les différences socio-culturelles d'un pays à l'autre (voire d'une région à l'autre comme en témoigne le nombre de coopératives moindre à l'Est de l'Allemagne qu'à l'Ouest), les coopératives ne jouissent pas en Italie d'un cadre législatif favorable. En Allemagne, la forte progression du nombre de coopératives énergétiques a suivi un changement de loi initié en 2006 et rendant plus facile et plus attractif le montage d'une entreprise énergétique

Le revenu disponible dans les ménages peut aussi expliquer le moindre engouement pour les coopératives. Dans les espaces ruraux du sud de l'Italie, là où les conditions d'ensoleillement et de vent sont les plus favorables, le niveau de vie est l'un des plus bas d'Italie. Au final, les coopératives créées en Italie – au demeurant peu nombreuses – sont concentrées dans le nord-est et le nord-ouest du pays, là où le capital disponible est plus important et le tissu industriel plus dense. De fait, dans la plupart des cas, les initiateurs des coopératives sont liés au secteur industriel des énergies renouvelables.

Au final, l'Italie comptait en 2015 près de 775 opérateurs (acheteurs ou vendeurs d'électricité). 7% d'entre eux (à savoir) étaient des coopératives, concentrés dans le nord du pays. Même dans certaines régions riches en coopératives, l'énergie citoyenne s'est peu développée. En témoigne le cas de l'Emilie-Romanie où le nombre d'employés dans les coopératives est élevé (plus de 8% de l'emploi total). Pourtant, dans cette région aussi, le mouvement coopératif s'est peu développé (l'exception étant "Power Energia" qui achète des quotas d'énergie éolienne et les vend aux seuls adhérents de Confcooperative, la seconde plus grande union de coopératives d'Italie).

Au fond, le modèle économique des coopératives reste à trouver. Pour l'heure, le mouvement des coopératives hésite entre une approche territoriale ou une approche réticulaire, entre le jeu de l'économie de marché et l'aspiration à proposer un modèle de développement alternatif.

Conclusion

La situation de monopole de fait de quelques acteurs majeurs ajoutée aux lourdeurs administratives, au manque de capitaux, à l'intérêt modeste de la majorité des citoyens pour la transition énergétique explique en grande partie le développement modeste de l'énergie citoyenne en Italie.

Néanmoins, le cas des provinces autonomes laisse à penser qu'une identité locale affirmée et qu'un consensus sur le modèle de développement à privilégier (en l'occurrence un modèle associant étroitement pouvoirs publics et acteurs privés) sont des atouts clés pour des territoires appelés à innover en matière de transition énergétique. L'attachement profond au territoire qui caractérise les provinces autonomes du nord (et qu'expliquent autant l'histoire que le relief de vallées) se retrouve dans d'autres régions européennes, notamment en Autriche et en Allemagne. Il apparaît jouer un rôle clef dans l'innovation locale, l'aspiration à l'autosuffisance, sinon à l'autonomie énergétique, faisant écho à la valorisation voire à l'exaltation de l'identité locale.

Bibliographie

Biancoa G., Noceb C., Sapienzac G., "Enel Distribuzione projects for renewable energy sources integration in distribution grid", *Electric Power Systems Research* 120 (2015) 118–127.

Calabro A., Torchia M., Ranalli F., "Ownership and control in local public utilities: the Italian case", *J Manag Gov*, DOI 10.1007/s10997-011-9206-1.

Carrosio G., "Energy production from biogas in the Italian countryside: Policies and organizational models", *Energy Policy*, 63 (2013) 3–9.

EURAC, Green Jobs, Berufe, die der Umwelt gut tun. Ein Blick auf die Lage bezüglich Green Jobs in Südtirol und auf die Perspektiven der Bildungswelt, Schlussbericht ESF-Projekt GREEN JOBS Nr. 2/191/2008, Bolzano, 2009.

EURAC, *Calcolo e valutazione delle emissioni di CO2 e definizione di scenari di riduzione per la città di Bolzano*, Bolzano, 2010.

Legambiente, *Comuni Rinnovabili, Sole, vento, acqua, terra, biomasse. La mappatura e il futuro delle rinnovabili nel territorio italiano*, Rapporto di Legambiente, Analisi e classifiche, Rome, 2014.

Magnani O., Exploring the local sustainability of the green economy in Alpine communities: a case study of conflict over a biogas plant, *Mt. Res. Dev.* 32 (2012) 109–116.

Magnani N., Vaona A., Regional spillover effects of renewable energy generation in Italy *Energy Policy* 56 (2013) 663–671

Ministère italien de l'environnement, *Le Fonti Rinnovabili in Italia*, 2012.

OCDE, Policy Making after Disasters Helping Regions Become Resilient, The Case of Post-Earthquake Abruzzo, 2013, Paris.

Onofri Laura, "David and Goliath: The Procedures for Selling ENEL Distribution Lines to City-Owned Companies", *Energy Studies Review*, vol. 13, n°2, 2005, pp. 29-54.

Osti G., "Wind energy exchanges and rural development in Italy", in: S. Sjöblom, K. Andersson, T. Marsden, S. Skerratt (Eds.), *Sustainability and Short-term Policies. Improving Governance in Spatial Policy Interventions*, Ashgate, Aldershot, 2012, pp. 245–259.

Perulli P., "Return of the State and attempts of centralisation in Italy", *Métropoles*, 12, 2013,

Province autonome de Bolzano, *Klimaplan Energie-Südtirol-2050*, Bolzano, 2011

Sapio A., "The effects of renewables in space and time: A regime switching model of the Italian power price", *Energy Policy* 85 (2015) 487–499.

Verda M., "Acteurs et tendances de la politique énergétique italienne et leur évolution après la fin de la guerre froide", *Cahiers de la Méditerranée*, 88, 2014.

Ministère italien de l'économie, *Italy's National Energy Strategy: for a more competitive and sustainable energy*, Rome, mars 2013.

