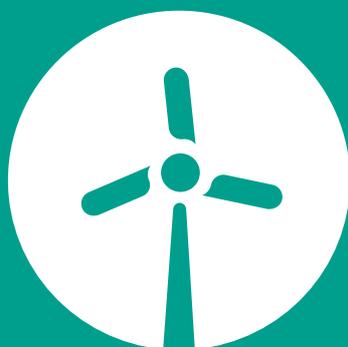




2018 OBSERVATOIRE MONDIAL
DE L'ACTION CLIMATIQUE
NON-ÉTATIQUE



ÉNERGIE

CAHIER 1 L'action
sectorielle



PUBLIÉ PAR L'ASSOCIATION CLIMATE CHANCE
NOVEMBRE 2018

Citation

CLIMATE CHANCE (2018)
« L'ACTION SECTORIELLE »

**CAHIER 1 DU RAPPORT ANNUEL DE L'OBSERVATOIRE
MONDIAL DE L'ACTION CLIMATIQUE NON-ÉTATIQUE**

ÉDITION REVUE ET CORRIGÉE - DÉCEMBRE 2018

Le texte de la présente publication peut être reproduit en tout ou en partie à des fins pédagogiques et non lucratives sans autorisation spéciale de la part du détenteur du copyright, à condition de faire mention de la source. Les données utilisées sont de la responsabilité de la source citée, l'Association Climate Chance ne peut être tenue responsable de leur inexactitude.

DIRECTEUR DE LA PUBLICATION

Ronan Dantec, Président de Climate Chance

ÉQUIPE CLIMATE CHANCE

Vanessa Laubin, *déleguée générale*
Amaury Parelle, *coordinateur, Observatoire*
Thibault Laconde, *consultant énergie-climat, Observatoire*
Antoine Gillod, *assistant de projet, Observatoire*
Bérengère Batiot, *responsable communication et relations publiques*
Veronica Velasquez, *chargée de communication*
Alice Dupuy, *assistante communication*
Romain Crouzet, *responsable des programmes*
Leila Yassine, *coordinatrice des programmes en Afrique*
Coline Desplantes, *assistante pôle programmes*
Vera Tikhanovich, *assistante pôle programmes*
Florence Léchat-Tarery, *responsable administration, finance & partenariats*

CONTRIBUTIONS

Germán Bersalli, Jean-Paul Céron, Maylis Desrousseaux, Ghislain Favé, Bertrand Fériot, Sudhir Gota, Aakansha Jain, Aïcha Koné, Bettina Laville, Gilles Luneau, Juliette Nouel, Riya Rahiman, Colas Robert, Guillaume Simonet, Alioune Thiam, Aude Vallade.

CRÉATION GRAPHIQUE ET MISE EN PAGE

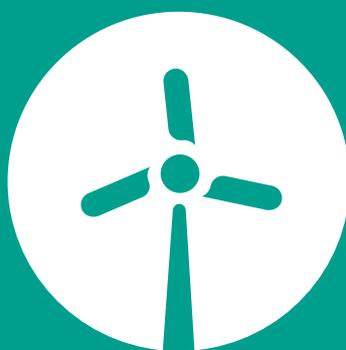
Elaine Guillemot  LATELIERDELESTUAIRE.COM
Elodie Sha

TRADUCTION ANGLAISE

Solten France Sarl

PARTENAIRE POUR LES DONNÉES D'ÉMISSIONS





ÉNERGIE

ÉLECTRICITÉ ET CHALEUR 4

FICHE SECTORIELLE.....4

La longue marche vers une énergie bas carbone

KENYA.....20

Kenya : l'innovation au service d'une électrification bas carbone

CHINE.....30

Décarboner le mix électrique chinois : un défi titanesque

ALLEMAGNE.....42

Allemagne : un modèle en construction

CANADA.....54

Canada : le long chemin vers une décarbonation totale du mix électrique

PORTUGAL.....66

Une transition énergétique fulgurante contrariée par la résistance du charbon

ÉTATS-UNIS78

Les États-Unis : vers un leadership climatique bottom up ?

ÉMISSIONS FUGITIVES..... 92

FICHE SECTORIELLE.....92

Les émissions fugitives : angle mort de la lutte contre le changement climatique

CAPTURE ET SÉQUESTRATION DU CARBONE 104

FICHE SECTORIELLE.....104

Capture et séquestration du carbone : une solution qui peine à se concrétiser



La longue marche vers une énergie bas carbone

Avec un taux d'électrification à 87%, l'électricité est entrée dans la vie quotidienne de la grande majorité des habitants de la planète. La production d'électricité et de chaleur joue un rôle central dans l'amélioration des conditions de vie et du développement économique mais elle est aussi responsable de près du quart des émissions de gaz à effet de serre anthropiques. La baisse des émissions de ce secteur est donc un enjeu majeur pour limiter l'ampleur du réchauffement climatique.

Rédacteur principal • **THIBAUT LACONDE** • *Consultant, Energie & Développement*
en collaboration avec • **GERMÁN BERSALLI** • *Chercheur, Univ. Grenoble Alpes, CNRS, INRA, Grenoble INP, GAEL*

SOMMAIRE

1 • DES ÉMISSIONS TIRÉES VERS LE HAUT PAR LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ

- Évolution des émissions
- Une demande d'électricité qui reste croissante
- Évolution du mix électrique

2 • TENDANCE DES POLITIQUES MONDIALES

- En 2016, l'électricité est devenue le premier destinataire des subventions aux énergies fossiles
- Politiques en faveur des renouvelables

3 • LES ACTEURS ÉCONOMIQUES ET LEUR ENVIRONNEMENT

- Des acteurs traditionnels en difficulté
- Montée en puissance de nouveaux acteurs et de nouvelles solutions

4 • L'ÉCHELON LOCAL : ACTEUR CRUCIAL DE LA TRANSITION

- Les collectivités, complémentaires des États et innovantes
 - La société civile se réapproprie l'électricité
-



1 • DES ÉMISSIONS TIRÉES VERS LE HAUT PAR LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ

Après une légère baisse en 2015, les émissions mondiales de CO₂ dans le secteur de l'électricité et du chauffage urbain sont reparties à la hausse en 2016 avec une augmentation de 0,4% soit 44 millions de tonnes de CO₂. Des données préliminaires pour 2017 indiquent que la hausse s'est accélérée l'année dernière : au sein du G20, qui était responsable de 80% des émissions du secteur en 2016, les émissions ont augmenté de 1,9% en 2017 (Enerdata).

• **ÉVOLUTION DES ÉMISSIONS** • Les émissions de gaz à effet de serre liées à la production de chaleur et d'électricité ont progressé en moyenne de 1,1% par an au cours des 10 dernières années. Elles atteignent 11,5 milliards de tonnes équivalent CO₂ en 2016, soit environ un quart des émissions mondiales.

Ces émissions sont très inégalement réparties : les 6 premiers émetteurs de la planète - Chine, États-Unis, Union Européenne, Inde, Russie et Japon - sont responsables de 70% des émissions mondiales. Au sein de ces différents ensembles même, les émissions connaissent des évolutions divergentes : une tendance à la baisse dans l'Union Européenne et aux États Unis, mais une augmentation en Inde et en Chine et une stagnation des émissions en Russie. Le Japon quant à lui a connu un pic d'émissions en 2012 et en 2013 dû à l'augmentation de la production d'électricité thermique à la suite de l'accident de Fukushima et de l'arrêt de son parc nucléaire.

Ces dynamiques différentes entraînent un bouleversement dans les rapports de force à l'échelle mondiale : l'Amérique du Nord, dont le secteur électrique était historiquement le plus émetteur, a été dépassé par l'Asie en 2000. L'OCDE a été rattrapée par les pays hors OCDE en 2005... Aujourd'hui l'Inde et la Chine sont de très loin les premiers émetteurs et l'écart devrait s'accroître dans les années à venir.

TABLEAU 1 - ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE (MTCO₂EQ) DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ET DE CHALEUR

(source : Enerdata)

	2005	2010	2016	2017
Monde	9638	10910	11591	n.a.
Chine	2167,2	3077,7	3731,2	3890,0
États-Unis	2439,4	2267,3	1812,6	1745,4
Union Européenne	1294,5	1175,3	948,9	n.a.
Inde	494,7	676,2	946,7	974,9
Russie	530,6	544,9	535,3	534,1
Allemagne	305,5	288,8	273,7	264,9
Afrique du Sud	200,0	233,2	231,0	232,9
Arabie Saoudite	108,1	142,6	158,0	159,8
Indonésie	71,4	92,9	136,8	146,1
Canada	119,9	101,5	83,4	85,6
Grande Bretagne	171,9	152,0	73,2	64,1
Brésil	20,7	26,4	44,8	47,8
France	37,4	42,6	22,4	26,8
Maroc	15,7	15,6	22,0	n.a.
Colombie	5,85	9,80	11,84	5,3
Nouvelle Zélande	8,82	5,31	2,99	3,6
Kenya	1,50	2,08	1,13	n.a.
Fidji	0,275	0,334	0,342	n.a.
Islande	0,003	0,003	0,002	n.a.
Ethiopie	0,010	0,055	0,002	n.a.

• **UNE DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ QUI RESTE CROISSANTE** • Ces évolutions sont déterminées par deux variables fondamentales : la demande d'électricité et de chaleur et leur intensité carbone.

En 2017, la consommation d'électricité a augmenté de 2,8% par rapport à l'année précédente. Cette hausse est comparable à celle enregistrée au cours de la décennie 2006-2016 : 2,7% par an en moyenne (BP Statistical Review, 2018). Dans le même temps, la population mondiale a augmenté de 1,2% par an, ce qui implique une augmentation nette de la consommation d'électricité par habitant de plus de 1% par an.

Cette augmentation s'explique par les progrès de l'électrification : entre 2006 et 2017, la part de la population mondiale qui a accès à l'électricité est passée de 81,2% à 87,4%. Cela signifie qu'en 2017 comparé à 2006, 1,2 milliards d'êtres humains supplémentaires consomment de l'électricité.

Organiser l'électrification privée

Historiquement l'électrification s'est faite par l'accès via un réseau électrique national ou régional à une production d'électricité centralisée. Cette approche, très intensive en capital, est souvent lente à se mettre en place et nécessite en général un fort soutien public. Les énergies renouvelables permettent désormais la création de petites installations grâce auxquelles il est possible de produire de l'électricité à l'échelle d'un foyer (lanterne solaire, solar home system...) ou d'une localité (micro-grid alimenté par une installation solaire ou une micro-turbine hydraulique, par exemple) sans attendre l'arrivée du réseau électrique.

Ces systèmes sont en général peu émetteurs de gaz à effet de serre mais surtout ils permettent à des particuliers ou à de petites organisations d'investir eux-mêmes pour produire leur électricité. De plus, ils peuvent souvent être conçus et installés par des entreprises locales avec des compétences techniques et un équipement bien plus limités que ceux nécessaires pour l'électrification conventionnelle. En contrepartie de nouveaux problèmes se posent, notamment pour assurer la qualité du matériel et des installations. Ces problèmes se rencontrent par exemple avec le développement du solaire en Zambie : le matériel importé est souvent de qualité médiocre, les revendeurs conseillent mal les utilisateurs et les compétences manquent pour l'installation et l'entretien des systèmes solaires. Pour limiter ces risques sans entraver l'initiative privée, la commission de régulation de l'énergie de Zambie a mis en place un système de licence pour les importateurs et les installateurs de matériel solaire. Un code de bonnes pratiques a été mis au point en collaboration avec les entreprises du secteur et le bureau zambien de standardisation et une formation certifiante a été créée pour les techniciens.

Source : Energy regulation board of zambia

ENCADRÉ 1

En raison de la progression du taux d'électrification et d'une natalité élevée, la croissance la plus rapide de la consommation d'électricité se trouve dans des pays ayant un faible niveau de développement économique. Elle dépasse ainsi 11% au Cambodge, en Haïti, en Ethiopie, au Myanmar, au Laos, au Mali, au Cap-Vert, au Soudan ou en Côte d'Ivoire. La consommation de ces pays est cependant très faible en valeur absolue.

Dans les pays émergents et industrialisés, l'augmentation de la consommation d'électricité est avant tout liée à la croissance économique. En Chine, la consommation d'électricité a cru de 6% en 2017 presque au même rythme que le produit intérieur brut (7%). En 10 ans, la production



d'électricité chinoise a doublé.

En Inde, les deux phénomènes se combinent : la croissance de la demande d'électricité a dépassé 12% en 2017, bien plus que la croissance de 7% de l'activité économique. Cette différence s'explique par les progrès réalisés dans l'accès à l'électricité, avec l'électrification d'un demi-milliard de personnes depuis 2000 et un taux d'accès qui a presque doublé pour atteindre 82% de la population, contre 43% en 2000 (OCDE/IEA, 2018).

Ensemble, la Chine et l'Inde ont représenté 70% de la croissance de la demande mondiale d'électricité, 10% provenant d'autres économies émergentes d'Asie.

Même si l'électricité tend à acquérir de nouveaux usages (mobilité, chauffage...), ce qui peut tirer la consommation vers le haut même dans les économies matures, les pays développés ne sont à l'origine que de 10% de la croissance de la consommation mondiale avec un taux de croissance de la demande inférieur à 1% en moyenne. Aux États-Unis, la demande d'électricité a diminué de près de 80 TWh en 2017 par rapport à 2016. Dans l'Union Européenne, la croissance de la demande de 2,3% (ou 75 TWh) est égale à la croissance économique. La demande d'électricité au Japon a également augmenté d'environ 15 TWh (OCDE/IEA, 2018).

Rappelons cependant que les écarts de consommation par habitant entre les différents pays restent très significatifs. Ainsi, la consommation d'électricité par habitant de l'Inde représente seulement 7,5% de celle des États-Unis (ENERDATA, 2017).

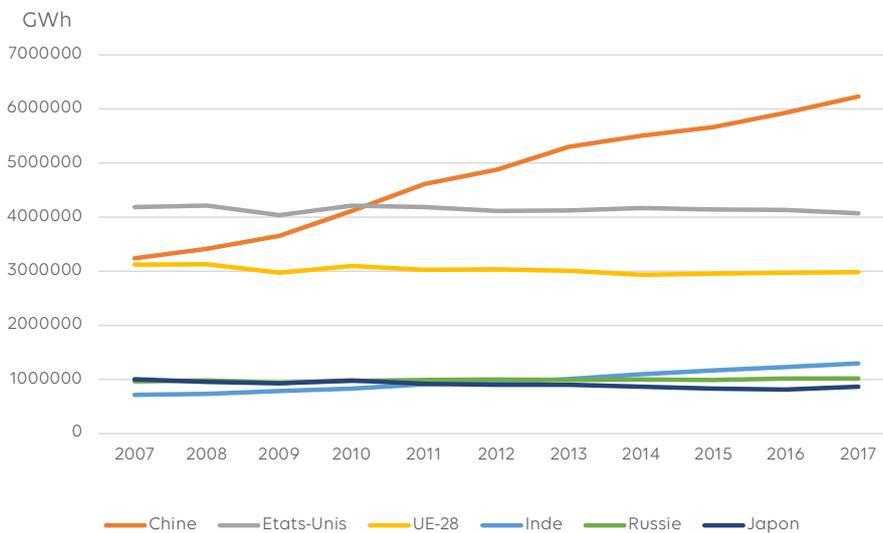


FIGURE 1. PRODUCTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ
(Source Enerdata)

• **ÉVOLUTION DU MIX ÉLECTRIQUE** • L'intensité carbone de la production électrique est un deuxième facteur d'explication pour l'évolution des émissions. L'électricité est fournie par un assemblage de sources (ou mix électrique) dont certaines sont très émettrices en gaz à effet de serre comme le charbon (880 grammes de CO₂ environ par kilowattheure produit), d'autres moins comme le fioul (710 gCO₂/kWh) ou le gaz (390 gCO₂/kWh). Enfin l'empreinte carbone des énergies renouvelables et du nucléaire est nulle pour les émissions directes et faible si on prend en compte l'ensemble du cycle de vie : les estimations varient par exemple de 18 à 180 gCO₂/kWh pour le solaire photovoltaïque, de 7 à 56 pour l'éolien et de 4 à 110 pour le nucléaire (IPCC, 2014).

La part de chaque source dans le mix électrique détermine l'intensité carbone de l'électricité mondiale. Cette intensité carbone stagne depuis 10 ans malgré des progrès significatifs en Chine, aux États-Unis et au sein de l'Union Européenne.

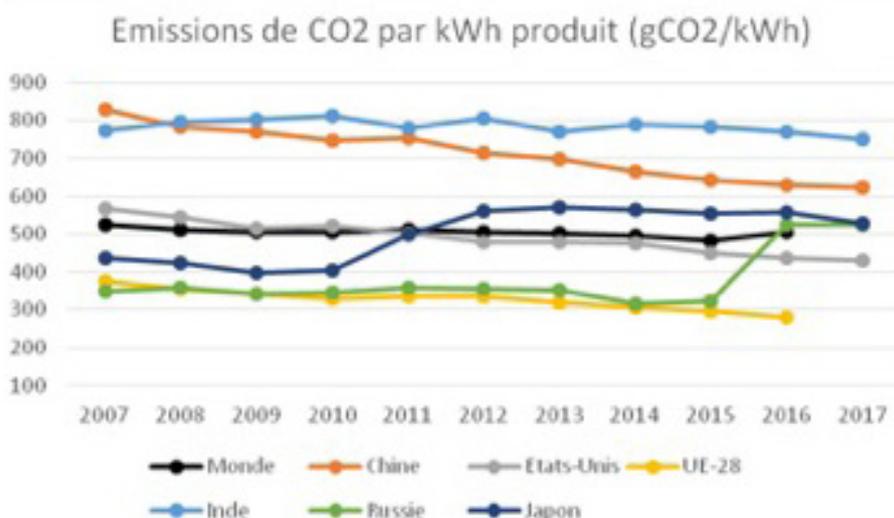


FIGURE 2. INTENSITÉ CARBONE DU MIX ÉLECTRIQUE

L'utilisation de charbon est de loin la première source d'émissions : elle représente environ 74% des émissions du secteur alors que le charbon ne produit que 38% de l'électricité et 42% de la chaleur mondiale (IEA, 2018). La production d'électricité à partir du charbon a augmenté de 3% (280 TWh) en 2017 à l'échelle mondiale, ce qui représente un tiers de la croissance totale de la production d'électricité et plus que la baisse de production de 250 TWh observée en 2016. La croissance de la production d'électricité à partir du charbon a surtout été enregistrée en Inde et en Chine. La progression du charbon en Asie n'a été que partiellement compensée par les baisses enregistrées notamment aux États-Unis et dans l'Union européenne.

Le gaz arrive ensuite avec 21% des émissions pour 23% de la production d'électricité et 42% de la production de chaleur. La production d'électricité à partir du gaz a augmenté de 1,6% (95 TWh), soit près de 15% de la croissance totale, les contributions les plus importantes provenant de l'Union européenne, de la Chine et de l'Asie du Sud-est (IEA, 2018). Les produits pétroliers représentent 5% des émissions pour 4% de la production d'électricité et de chaleur.

Les énergies décarbonées, renouvelables et le nucléaire, sont à l'origine de 35% de l'électricité mondiale (principalement grâce à l'hydroélectricité, au nucléaire et à l'éolien) et de 8% de la chaleur (principalement grâce à la biomasse et aux déchets).

		Electricité	Chaleur
Fossiles	Charbon	38,3%	42,1%
	Produits pétroliers	3,7%	4,3%
	Gaz	23,1%	42,3%
Fissiles	Nucléaire	10,4%	0,2%
Renouvelables	Biomasse	1,8%	4,1%
	Déchets	0,4%	3,2%
	Hydroélectricité	16,6%	0,0%
	Géothermie	0,3%	0,3%
	Solaire PV	1,3%	0,0%
	Solaire thermique	0,0%	0,0%
	Eolien	3,8%	0,0%
Energies marines	0,0%	0,0%	

TABLEAU 2. PART DES DIFFÉRENTES ÉNERGIES DANS LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ET DE CHALEUR EN 2016

(Source : IEA, 2018)



Autres	0,1%	3,5%
--------	------	------

Les énergies renouvelables ont fourni près de la moitié de la production additionnelle d'électricité en 2017, ce qui porte leur part dans la production mondiale à un niveau record de 25 %, contre 18 % il y a 10 ans. En 2017, les énergies renouvelables prises dans leur ensemble étaient la deuxième source d'électricité de la planète, derrière le charbon mais devant le gaz et le nucléaire.

L'hydroélectricité à l'intersection entre mitigation et adaptation

La « houille blanche » est la seule énergie renouvelable à avoir été employée à grande échelle dès les débuts de l'électricité. Aujourd'hui, elle reste la première source d'électricité décarbonée, loin devant le nucléaire et les autres énergies renouvelables. L'hydroélectricité joue donc un rôle important pour limiter les émissions du secteur mais elle nécessite aussi des ressources en eau en quantité et en qualité suffisante, ce qui la rend vulnérable au changement climatique. Celui-ci peut entraîner une modification du régime des précipitations qui limite la production des installations existantes et augmente les risques pour les nouveaux. Il peut aussi affecter la qualité de l'eau : la fonte des glaciers, par exemple, augmente la présence de sédiments et donc l'usure des turbines.

Le Hoover Dam, un des symboles de l'hydroélectricité aux États Unis construit dans les années 1930, fournit un exemple emblématique de ces aléas : il voit régulièrement sa capacité de production réduite en raison de la sécheresse qui frappe l'Ouest des États-Unis. Ce sont alors d'autres sources d'énergie, notamment des centrales au gaz, qui viennent combler le déficit, augmentant au passage les coûts et les émissions de CO₂.

Les pays en développement sont d'autant plus vulnérables à ces aléas : en Tanzanie, l'hydroélectricité représentait 90 % de la production électrique dans les années 1990. La sécheresse qui s'est installée au début des années 2000 a eu des répercussions importantes sur la production électrique et donc sur la population et l'économie du pays. En 2011, une crise énergétique a laissé les habitants dans le noir 12 à 16 heures par jour conduisant le FMI à revoir à la baisse ses prévisions de croissances pour le PIB tanzanien : le pays ne disposait pas de capacités suffisantes pour prendre la relève des centrales hydroélectriques. Face à l'incertitude de l'hydroélectricité, la Tanzanie fait à présent le choix de développer sa production thermique. Aujourd'hui l'hydroélectricité ne représente plus que le tiers du mix tanzanien, à égalité avec le gaz naturel et le fioul.

Les installations hydroélectriques sont aussi sensibles à l'excès de précipitations. En 2018, le barrage en construction de Saddle, au Laos, s'est effondré après de fortes pluies, inondant les villages en aval et tuant plus d'une centaine de personnes. L'ONG International Rivers a dénoncé à cette occasion la construction d'ouvrages « incapables de soutenir des conditions climatiques extrêmes » à un moment où celles-ci « deviennent plus fréquentes ».

ENCADRÉ 2

Enfin, la production nucléaire a augmenté de 3 %, soit 26 TWh, en 2017. Néanmoins, les ajouts de nouveaux réacteurs à l'échelle mondiale n'ont compensé que de peu les mises hors services en 2017 : la remise en service de réacteurs japonais à l'arrêt depuis 2011 explique à elle seule 40 % de la croissance de la production.

2 • TENDANCE DES POLITIQUES MONDIALES

Les politiques énergétiques mondiales restent contradictoires : d'un côté les États soutiennent massivement les énergies fossiles, de l'autre, les mesures en faveur des énergies décarbonées et de l'efficacité énergétique se généralisent.

• **EN 2016, L'ÉLECTRICITÉ EST DEVENUE LE PREMIER DESTINATAIRE DES SUBVENTIONS AUX ÉNERGIES FOSSILES** •

Les interventions publiques dans le secteur de l'électricité sont nombreuses. Elles prennent notamment la forme de subventions dont une part importante va à des énergies émettrices de gaz à effet de serre : en 2016, la consommation d'énergie fossile a été subventionnée à hauteur de 260 milliards de dollars, 41% de ces aides étaient destinés au secteur électrique qui en est le principal destinataire, dépassant pour la première fois l'industrie pétrolière (40%). Le développement des énergies renouvelables quant à lui a reçu 140 milliards de dollars en 2016 (IEA, 2017). Les politiques énergétiques mondiales continuent donc à inciter à la consommation d'électricité fossile.

Ces interventions sont justifiées au nom du développement, de l'emploi, de la compétitivité des entreprises consommatrices d'électricité ou de la lutte contre la précarité énergétique. Elles sont cependant souvent mal ciblées et profitent de façon disproportionnée aux classes aisées qui consomment plus d'énergie. Leur effet peut donc être d'encourager les consommateurs à gaspiller l'énergie et de déséquilibrer les budgets publics (Shirai, 2017).

Outre les incitations financières directes, les politiques énergétiques recourent à de nombreuses mesures pour soutenir les énergies fossiles : contrôle des prix, quotas, prêts bonifiés, garanties, investissements directs, recherche et développement, restrictions techniques, etc. (IEA/OCDE/World Bank, 2010). Aux États-Unis, par exemple, un cadre réglementaire obsolète permet à des centrales à charbon non-concurrentielles de se maintenir en service (Carbon Tracker, 2017). Les marchés de capacités et les réserves stratégiques destinés à maintenir à disposition des centrales thermiques européennes peu utilisées sont un autre exemple de soutien indirect aux énergies fossiles (Zimmermann, 2017).

Ces mesures sont d'autant plus néfastes qu'elles ont une forte inertie : les deux-tiers des subventions aux énergies fossiles ont été introduites avant 2000 (OCDE, 2018) et une centrale électrique thermique a une durée de vie supérieure à 30 ans.

Les mesures favorables aux énergies fossiles sont en partie contrebalancées par la diffusion des marchés carbonés - notamment le marché chinois dont le lancement a été annoncé lors de la COP23 - et des taxes sur le contenu carbone de l'énergie. Ces mesures ont pour effet de rendre moins concurrentielles les énergies fossiles en particulier le charbon. Elles se sont montrées particulièrement efficaces en Grande Bretagne où le doublement du prix plancher du carbone à 18£/TCO₂eq en 2015 a divisé par 3 en un an la part du charbon dans le mix électrique (Carbon Brief, 2016).

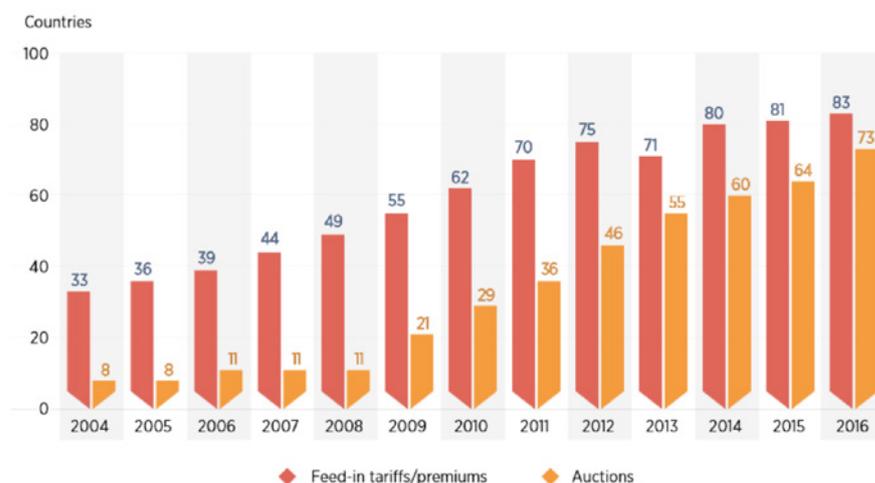


FIGURE 5. NOMBRE DE PAYS UTILISANT UN TARIF GARANTI ET/OU DES ENCHÈRES

(Source : IRENA, 2018)



• **POLITIQUES EN FAVEUR DES RENOUVELABLES** • Ces politiques en faveur des énergies fossiles sont également contrebalancées par la généralisation des mesures en faveur des énergies renouvelables. Lorsqu'elles peuvent s'appuyer sur des coalitions réunissant acteurs publics, industriels, société civile et organisations internationales, ces politiques se rencontrent même dans des pays en développement bien pourvus en ressources fossiles comme le Mexique, la Thaïlande ou l'Afrique du Sud (Rennkamp, 2017).

Initialement, les investissements dans les énergies renouvelables, en particulier dans le solaire et l'éolien, ont été encouragés grâce à des tarifs de rachats garantis (ou Feed-in tariffs). En 2017, plus de 80 pays utilisaient ce système. La principale difficulté consiste à fixer le tarif à un niveau suffisamment élevé pour attirer les investisseurs tout en restant soutenable (IRENA, 2018). Cette difficulté conduit un nombre croissant de pays, dont la Chine et l'Allemagne, à se tourner vers un système d'enchères.

Ce changement a des conséquences notables pour les acteurs du secteur : les enchères sont bien adaptées aux projets importants et aux grandes entreprises mais difficilement accessibles aux développeurs modestes ou non professionnels (particuliers, agriculteurs, coopératives...). Le système d'enchères permet cependant d'accélérer la baisse du prix des renouvelables en encourageant des stratégies agressives de la part des entreprises. Pour l'emporter, celles-ci fixent leurs prix en tenant compte des réductions de coût qu'elles anticipent pendant la réalisation du projet. Cette concurrence peut déboucher sur l'échec de projets trop ambitieux : en Grande Bretagne, par exemple, les projets solaires retenus à moins de 60£/MWh lors de l'appel d'offre de 2015 ont tous été abandonnés (Energie et Développement, 2017).

D'autres outils incitatifs peuvent être employés, notamment des quotas obligeant certains acteurs à utiliser une part minimale d'énergies renouvelables. Ces obligations existent par exemple en Inde et en Grande Bretagne ainsi que dans 29 états américains, elles sont souvent accompagnées d'un système de certificats permettant aux producteurs d'électricité renouvelable de mieux valoriser leur production. Des mesures non-réglementaires existent également comme des instruments financiers ou fiscaux pour encourager les investissements dans les énergies renouvelables. (IRENA, 2018)

Il faut noter enfin un retard dans le soutien à la production de chaleur et de froid renouvelable : en 2016, 126 pays avaient mis en place des politiques incitant au développement des renouvelables pour le secteur électrique contre 29 seulement pour la chaleur (IRENA, 2018). Les politiques en faveur de la chaleur et du froid renouvelable s'appuient majoritairement sur des quotas.

3 • LES ACTEURS ÉCONOMIQUES ET LEUR ENVIRONNEMENT

La production d'électricité et de chaleur, leur transport, leur distribution et les services associés font intervenir un grand nombre d'entreprises de tailles très diverses : producteurs locaux, nationaux ou internationaux, gestionnaires de réseaux, distributeurs, fournisseurs d'équipements et de services, financeurs... Les enjeux de la transition vers une énergie bas carbone sont différents pour chacune de ces catégories tout comme leurs stratégies.

• **DES ACTEURS TRADITIONNELS EN DIFFICULTÉS** • Les grands électriciens occupent une place centrale. Généralement issus de monopoles nationaux, ils ont souvent vu leurs activités de production, de transport et de distribution séparées autour des années 2000 dans le cadre de l'ouverture à la concurrence du secteur. Certains restent entièrement publics comme State Grid of China, le premier électricien mondial, mais beaucoup ont été partiellement ou totalement privatisés, à l'instar d'Enel et d'EDF, n°2 et 3 du secteur. Ils disposent d'une autonomie importante même si, compte-tenu de leur mission de service public, la plupart reste soumis à un contrôle du gouvernement ou d'un régulateur.

Ces électriciens gèrent des infrastructures qui se caractérisent par une durée de vie très longue : plus d'un demi-siècle pour les centrales à charbon et les barrages hydroélectriques, plusieurs

décennies pour les réacteurs nucléaires et les centrales à gaz. Malgré leur inertie, ils doivent s'adapter à un contexte politique et surtout économique (hausse des coûts des énergies fossiles, campagne de désinvestissement, compétitivité des énergies renouvelables...) dont l'évolution s'est accélérée au cours des deux dernières décennies. Cette différence de temporalité entraîne un risque important pour ces entreprises : voir leur parc de production devenir inadapté aux attentes du marché et non-compétitif, on parle alors d'actifs bloqués (ou stranded asset). Un cinquième du parc électrique mondial pourrait se retrouver dans cette situation si les objectifs de l'Accord de Paris étaient atteints (Pfeiffer, 2018). En Europe et aux États-Unis, le secteur de l'électricité a déjà subi des dépréciations d'actifs importantes qui ont réduit la rentabilité des grands électriciens et entraîné la perte de centaines de milliards d'euros de capitalisation (IRENA, 2017).

Face à cette situation, les stratégies des grands électriciens peuvent se classer en deux grandes catégories :

- les stratégies d'addition qui s'appuient sur les infrastructures existantes pour les adapter aux contraintes : la capture et la séquestration du carbone, qui permettent d'annuler les émissions de centrales thermiques, y compris si elles existent déjà, ou encore les réseaux intelligents.
- les stratégies de substitution qui visent le remplacement des systèmes existants, c'est le cas notamment de la production électrique renouvelable.

Toutes les grandes évolutions énergétiques du XX^e siècle ont été dominées par des stratégies d'addition. C'est encore le cas aujourd'hui : l'analyse des brevets déposés par les 6 plus grands électriciens européens montre qu'ils privilégient cette approche même si les énergies renouvelables sont, avec les réseaux intelligents, la priorité technologique du secteur électrique en Europe (Buttigieg, 2016).

L'adaptation des grandes entreprises du secteur passe aussi par la réorganisation de leurs activités : le nombre de fusion-acquisition dans le secteur électrique européen a augmenté de 30% en 2017. Ces opérations ont souvent pour objectif de recentrer l'entreprise sur son cœur de métier en se débarrassant des activités annexes en particuliers lorsqu'elles concernent les énergies fossiles (IEA, 2018). L'Allemand Uniper, par exemple, s'est séparé de ses activités dans l'amont gazier et pétrolier, le français Engie de centrales à gaz aux États-Unis, en Grande-Bretagne et d'une centrale à charbon en Australie...

La restructuration du secteur électrique allemand

Les deux principaux électriciens allemands, Eon et RWE, ont été durement affectés par la sortie du nucléaire et le recul du charbon qui composait l'essentiel de leur parc électrique. Ils ont également subi une baisse importante du prix de gros de l'électricité - passé de 60€/MWh en moyenne en 2011 à 35 environ aujourd'hui. Enfin, le développement rapide des énergies renouvelables a entraîné l'apparition de nouveaux concurrents avec une production plus décentralisée.

Les grands électriciens allemands ont tardé à se tourner vers les énergies renouvelables. En 2013, alors que les renouvelables représentaient déjà près de 40% de la capacité installée en Allemagne, elles ne comptaient encore que pour 18% du parc d'Eon et seulement 6% de celui de RWE.

Face à ces difficultés, Eon a décidé de scinder son activité : d'un côté un nouveau Eon qui se concentre sur les renouvelables, la distribution d'électricité et les services, de l'autre Uniper qui récupère le parc fossile pour en gérer la fin de vie. Initialement, Uniper devait aussi recevoir les réacteurs nucléaires d'Eon mais le gouvernement allemand, inquiet qu'Eon cherche ainsi à échapper à ses responsabilités, a refusé ce transfert.

Cette séparation a formé deux entreprises de profils très différents : le nou-



veau Eon espère renouer avec la croissance et se concentrer sur les investissements alors qu'Uniper doit verser des dividendes élevés aux actionnaires pour compenser des actifs en déclin. La scission a été réalisée en 2016 et en 2018 Eon a définitivement tourné la page en vendant ses parts dans Uniper au finlandais Fortum pour 3,8 milliards d'euros. Cette transaction doit permettre à Eon de financer sa transformation.

RWE au contraire a d'abord rejeté la perspective d'une scission en se concentrant sur la réduction des coûts : 2 400 emplois ont été supprimés en 2014, les investissements ont été réduits et les activités pétrolières et gazières ont été vendues en 2015. Mais en 2016, l'entreprise a finalement placé ses activités renouvelables, réseau et distribution dans des filiales séparées qui ont été introduites en bourse.

La prochaine étape consiste en un rapprochement des deux entreprises : Eon va acquérir 76,8% d'Innogy, la filiale renouvelable de RWE. En contrepartie RWE entrera dans le capital d'Eon à hauteur de 16,67%, devenant ainsi le premier actionnaire de son rival historique.

Source : Financial Times

ENCADRÉ 3

L'évolution du mix électrique et des stratégies des électriciens a aussi des conséquences pour les fournisseurs d'équipements. Les producteurs de turbines destinées aux centrales électriques thermiques, comme l'allemand Siemens ou l'américain GE, rencontrent des difficultés pour maintenir leurs chaînes de production et tentent de se développer vers les énergies renouvelables. De même les industriels du secteur nucléaire sont en difficulté et font face à des restructurations : c'est le cas du français Areva, démantelé début 2018, ou du japonais Toshiba qui a vendu sa filiale nucléaire en faillite Westinghouse.

• **MONTÉE EN PUISSANCE DE NOUVEAUX ACTEURS ET DE NOUVELLES SOLUTIONS** • Les difficultés rencontrées par les grandes entreprises du secteur facilitent l'émergence de nouveaux acteurs : producteurs et développeurs alternatifs, fabricants d'équipements destinés aux énergies renouvelables et de batteries... C'est le cas du français Neoen, créé en 2008, et devenu en une décennie un des premiers producteurs indépendants d'énergies renouvelables de la planète. Neoen exploite notamment la plus grande batterie du monde, la Hornsdale Power Reserve en Australie, développée en partenariat avec Tesla. D'autres entreprises ont mis à profit la transition du secteur électrique pour se réinventer, par exemple le danois Ørsted (anciennement DONG Energy). Fondée en 1972 pour exploiter les ressources pétrolières et gazières de Mer du Nord, l'entreprise s'est imposée autour de 2010 comme un champion de l'éolien et de la biomasse : Ørsted possède aujourd'hui près du quart des éoliennes off-shore de la planète.

La transition du secteur électrique fait par ailleurs apparaître des activités et des modèles économiques entièrement nouveaux, en particulier dans les services liés à la fourniture d'électricité.

Deux innovations techniques et économiques : effacement et PAYG

L'effacement consiste à réduire volontairement sa consommation d'électricité dans les périodes de forte demande ou de faible production afin de faciliter l'équilibrage du réseau. Avec le développement des énergies renouvelables

variables comme le solaire et l'éolien cette opération peut devenir indispensable. Des mécanismes ont été mis en place aux États-Unis, en Russie et dans plusieurs pays européens pour récompenser les consommateurs qui contribuent ainsi à l'équilibre du réseau.

Des solutions techniques permettant aux par-

ticuliers et aux entreprises d'effacer automatiquement une partie de leur consommation sont apparues depuis quelques années. Elles sont opérées par des agrégateurs d'effacement qui coordonnent et commercialisent les réductions de consommation de leurs adhérents. En France, le potentiel d'effacement est équivalent à la production de 6 à 10 réacteurs nucléaires, ce gisement a donné naissance à de nombreuses startups : Voltalis, Energy Pool appartenant à Schneider Electric, BHC Energy filiale de Total, Actility, Smart Grid Energy, Hydronext...

Sur le continent africain, c'est le développement du réseau plus que son équilibre qui est le défi principal. L'utilisation d'une installation solaire domestique est une solution pour accéder rapidement à l'électricité. La difficulté de ces projets réside dans leur financement : les utilisateurs n'ont pas toujours l'épargne ou la capacité d'emprunt nécessaire pour investir dans ces systèmes dont le coût peut varier de 100 à plus de 1000 \$ et les entreprises sont réticentes à investir sans moyens fiables de recouvrer les factures. Le modèle pay-as-you-go (PAYG) permet de résoudre ce problème.

Même s'il existe de nombreuses variations de ce système, il s'agit en général d'une entreprise qui loue à des particuliers un système solaire domestique complet (panneau solaire, bat-

terie, électronique et connectique et parfois ampoules et appareils, par exemple télévision) et assure son installation et sa maintenance en échange d'un paiement initial de 0 à 30% de la valeur du kit puis d'une redevance quotidienne, hebdomadaire ou mensuelle souvent payée par téléphone. La commercialisation et l'installation passe généralement par des intermédiaires locaux ce qui a pour effet de stimuler l'activité. En cas de non-paiement, le système n'est plus utilisable, mais contrairement à un prêt bancaire, il n'y a pas de risque financier pour l'utilisateur.

Le modèle PAYG permet d'amener une électricité renouvelable à des foyers auparavant non électrifiés. Les entreprises actives dans ce domaine, comme Baobab+, Mobisol, M-Poka ou Lumos, ont déjà levé 360 millions de dollars et atteint 750 000 clients principalement en Afrique de l'Est. Pour les entreprises, il a l'avantage de créer une relation durable avec les clients. Certaines la valorisent en proposant des options ou des améliorations sur les kits solaires : Fenix, entreprise ougandaise rachetée en 2017 par Engie, propose par exemple une batterie dont la capacité peut être augmentée grâce à un simple code d'activation.

Sources : Ademe, 2017 et Hystra 2017

ENCADRÉ 4

Enfin, l'évolution rapide du secteur stimule l'apparition et le développement de think-tank et d'entreprises de conseil spécialisés. C'est le cas par exemple de New Energy Finance, fournisseur de données sur les énergies renouvelables pour le secteur de la finance et de l'énergie : fondé en 2004, elle a été rachetée par Bloomberg en 2009 après 5 années de croissance rapide.

Le rôle du secteur financier

Les projets électriques étant très intensifs en capital, la transition des acteurs existants et l'émergence de nouvelles entreprises sont accompagnées par le secteur financier. Celui-ci est de plus en plus réticent à investir dans des projets charbonniers ou, plus généralement, fossiles : Mi-2018, 1000 investisseurs institutionnels gérant 6240 milliards de dollars s'étaient engagés à désinvestir des énergies fossiles, c'est 12 fois plus qu'il y a 4 ans (Arabella Advisors, 2018).

Le mouvement de désinvestissement a pris naissance en 2011 dans les universités américaines qui gèrent des fonds importants : Harvard, par exemple, possède un fond d'investissement de près de 40 milliards de dollars que l'université a cessé d'investir dans les énergies fossiles en 2017 après des an-



nées de campagnes de ses étudiants et professeurs. Aujourd'hui cependant le désinvestissement n'est plus limité aux investisseurs militants : parmi les organisations qui ont désinvesti on trouve le Conseil œcuménique des églises (qui réunit 348 organisations religieuses) ou des villes comme San Francisco ou Berlin mais aussi GPF, le plus important fonds souverain de la planète, ou les assureurs Axa et Allianz.

Le désinvestissement n'est pas le seul outil des acteurs financiers pour influencer les choix des entreprises. D'autres stratégies existent dont :

- Le « *best in class* » qui consiste à n'exclure aucun secteur a priori mais à n'investir au sein de chaque secteur que dans les entreprises affichant les meilleures performances. C'est l'approche retenue par exemple par le DJSI World (Dow Jones Sustainability Index) : cet indice proposé par RobecoSam et Standard & Poor's s'appuie sur un questionnaire annuel envoyé aux 3400 plus grandes entreprises de la planète et sélectionne pour chaque secteur les 10 % d'entreprises les plus performantes. Des indices régionaux et nationaux du DJSI existent également.

- L'activisme actionnarial qui consiste à utiliser les pouvoirs des actionnaires pour influencer la stratégie des entreprises. Cette méthode est souvent employée par des organisations non-gouvernementales pour se faire entendre lors des assemblées générales. Mais elle est également utilisée par de grands acteurs de la finance : lors des assemblées générales des 2017, Goldman Sachs, par exemple, a voté en faveur de la moitié des résolutions portant sur le climat contre 39 % en 2016, JP Morgan a soutenu 16 % de ces initiatives contre 5 % l'année précédente (Bloomberg, 2018).

Même si ces mouvements gagnent de l'ampleur, ils ne semblent pas encore ralentir les projets fossiles : à côté d'une finance verte émergente, les financements bruns sont toujours disponibles.

ENCADRÉ 5

4 • L'ÉCHELON LOCAL : ACTEUR CRUCIAL DE LA TRANSITION

Le développement des énergies renouvelables repose généralement sur des installations de taille plus modeste que les centrales électriques conventionnelles et la réduction de la consommation d'électricité passe par des projets locaux. La transition du secteur électrique a donc pour effet de redonner l'initiative aux territoires et aux acteurs locaux : collectivités, associations, coopératives...

• **LES COLLECTIVITÉS, COMPLÉMENTAIRES DES ÉTATS ET INNOVANTES** • L'action au niveau des collectivités peut permettre d'expérimenter, de compléter ou au contraire de contourner la politique mise en place au niveau national. En Chine par exemple, des marchés du carbone ont été créés à partir de 2011 par des villes comme Pékin, et Shanghai. Un système national devrait voir le jour prochainement sur la base de ces expériences. En France, l'État a fait le choix de donner aux collectivités un rôle de chef de file dans la mise en œuvre de la transition énergétique : la plupart des groupements de communes doivent ainsi établir avant la fin de l'année 2018 un plan climat-air-énergie territorial comprenant notamment des actions pour maîtriser la demande d'énergie locale et développer la production renouvelable.

Aux États-Unis au contraire, c'est l'hostilité du gouvernement fédéral face à la lutte contre le changement climatique qui déplace l'initiative vers les états fédérés. C'est le cas, par exemple, avec la Regional Greenhouse Gas Initiative - neuf états (Connecticut, Delaware, Maine, Maryland, Massachusetts, New Hampshire, New York, Rhode Island et Vermont) ont mis en place un marché

du carbone afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre des centrales électriques de 65 % d'ici 2030. Citons encore la Powering Past Coal Alliance qui compte 7 états (Californie, Connecticut, Hawaii, Minnesota, New York, Oregon et Washington) et deux villes (Honolulu et Los Angeles) américaines parmi ses membres.

Le rôle des collectivités n'est pas seulement complémentaire de celui de l'État : la réémergence de systèmes énergétiques plus décentralisés donne aux villes et aux régions un rôle de premier plan dans les politiques en matière d'énergies renouvelables. L'engagement local en faveur des énergies renouvelables est stimulé par les avantages économiques découlant des énergies vertes, ainsi que par le potentiel d'atténuation des changements climatiques, l'amélioration de la qualité de l'air ou de l'eau au niveau local ainsi que la création d'emplois.

Municipalité, régulateur et électricien, l'expérience du Cap

Comme de nombreuses communes, la ville du Cap gère une partie de la distribution de l'électricité sur son territoire : elle dessert environ 550 000 consommateurs particuliers, soit 75 % des foyers, le reste étant sous la responsabilité de l'électricien national Eskom. En 2008, dans un contexte de pénurie nationale d'électricité, Le Cap a voulu utiliser cette prérogative pour mieux exploiter son potentiel renouvelable et ainsi limiter sa dépendance énergétique. En l'absence d'expérience et de cadre réglementaire, la ville a choisi de procéder par étape. Elle s'est d'abord rapprochée de NERSA, le régulateur sud-africain de l'électricité, pour étudier la faisabilité de son projet et obtenir l'autorisation de mener un projet pilote. En 2011, après une nouvelle sollicitation, NERSA a clarifié son cadre réglementaire en autorisant les collectivités à écoulé la production des installations de moins de 100 kW situées sur leur territoire, en échange les producteurs peuvent déduire l'électricité fournie au réseau de celle qu'ils achètent. Cette version suppose donc que les producteurs restent consommateurs nets d'électricité. Malgré cette limitation, elle a encouragé les collectivités sud-africaines à promouvoir l'installation de petites productions

Source : Hermanus, 2017

ENCADRÉ 6

renouvelables sur leurs territoires. En 2013, Le Cap a étendu son programme de soutien aux investissements GreenCape avec pour mission de stimuler les projets d'énergie renouvelable. Simultanément, la ville a entrepris de remplacer ses compteurs électriques et a travaillé avec Eskom et l'industrie pour mettre au point un compteur prépayé capable de comptabiliser aussi bien la consommation que la production d'électricité.

En 2014, NERSA a fait passer la puissance maximale des projets gérés par les municipalités de 100kW à 1 MW. Ajouté à l'augmentation des tarifs de l'électricité, cette réforme a conduit des entreprises à proposer des projets à grande échelle. Le contrat pour un premier projet solaire de 1,2 MW a été signé en septembre. Pour obtenir l'accord de NERSA, il a été enregistré sous la forme de 2 projets de 0,6 MW.

En 2015, NERSA a entamé une large consultation avec les collectivités sud-africaines en vue de proposer une nouvelle réglementation qui est toujours en cours d'élaboration. En attendant, la ville continue à développer ses propres procédures : en 2016, elle a publié des lignes directrices pour l'installation de panneaux solaires en toiture, une méthodologie de comptage et un tarif de rachat ont été mis en place.

Responsables de l'aménagement du territoire et de la gestion des services publics, les collectivités sont aussi au premier rang pour déployer des technologies innovantes dans le secteur de l'électricité et de la chaleur. Elles peuvent aussi devenir des moteurs pour la transition d'autres secteurs en favorisant l'intégration des véhicules électriques (VE), en modernisant les flottes de transport public et en rendant obligatoire l'utilisation des biocarburants ou du chauffage solaire



de l'eau pour répondre aux besoins de chauffage municipal. Par ailleurs, les leçons apprises au niveau local éclairent souvent la construction des politiques nationales.

Des centaines de collectivités locales ont pris des engagements en faveur de l'électricité 100% renouvelable, c'est le cas par exemple de la coalition UK100 en Grande Bretagne qui réunit 90 décideurs locaux. En 2017, les dirigeants municipaux du Japon ont publié la Déclaration de Nagano dans laquelle ils s'engagent à œuvrer en faveur d'une énergie renouvelable à 100% pour les villes. De même de nouveaux objectifs de 100% d'énergie ou d'électricité renouvelables ont été fixés dans huit villes américaines en 2017, portant le total national à 48.

Les villes ont également pris des mesures collectives pour agréger les impacts de leurs engagements. En 2017, plus de 250 maires des États-Unis se sont engagés à atteindre l'objectif de la Conférence des maires des États-Unis de 100% d'énergie renouvelable d'ici 2035 (bien que tous ces objectifs n'aient pas encore été adoptés dans la législation). En Allemagne, plus de 150 districts, municipalités, associations régionales et villes s'étaient engagés à produire 100% d'énergie renouvelable d'ici la fin de 2017 par l'intermédiaire du réseau des régions à 100% d'énergie renouvelable. L'initiative européenne du « Pacte des maires » joue un rôle important dans le renforcement des dynamiques des communes en Europe. Des initiatives telles que C40 Cities stimulent également la collaboration, permettant aux villes de partager leurs pratiques pour faire progresser leurs transitions énergétiques.

• **LA SOCIÉTÉ CIVILE SE RÉAPPROPRIE L'ÉLECTRICITÉ** • Au-delà des acteurs publics locaux, la transition vers une production d'électricité moins carbonée passe par une multitude d'acteurs privés. Dans le passé, l'action des parties-prenantes locales était souvent limitée au NIMBY (« Not in my backyard ») : le rejet de grandes infrastructures susceptibles de perturber la vie locale. Ce phénomène reste important - avec le rejet par exemple de l'extension de la mine de lignite de Hambach en Allemagne ou l'opposition à la centrale à charbon de Lamu au Kenya - mais la décentralisation de la production d'énergie permet désormais aux acteurs locaux de jouer un rôle plus actif et de se réapproprier la production d'électricité.

Grâce aux énergies renouvelables il devient possible pour un non professionnel de produire sa propre électricité : du solaire en toiture pour un particulier, de l'éolien ou du biogaz pour un agriculteur... La production de chaleur et de froid est également possible avec les chauffe-eaux solaires ou la géothermie (pompe à chaleur...). A une échelle un peu plus importante, des coopératives de production ou le cofinancement des projets par l'épargne locale permettent de développer les renouvelables et de faciliter leur acceptation.

Énergie Partagée

En raison de l'importance de la production nucléaire, la France garde une production électrique très centralisée mais cela n'a pas empêché l'apparition d'initiatives citoyennes en faveur des énergies renouvelables. Dès 1991 à Chambéry, la première installation solaire en toiture raccordée au réseau en France est réalisée grâce à une souscription lancée par l'association Phébus (future Hespul). Au début des années 2000, des projets éoliens lancés par les habitants voient le jour en Bretagne avec l'association Éoliennes en Pays de Vilaine et dans l'est avec l'Agence Locale de l'Énergie des Ardennes.

En 2008, un fonds d'investissement (Solira Investissement devenu en 2010 Énergie Partagée Investissement) est créé pour financer les projets d'installations solaires puis rapidement éoliennes. Parmi ses membres historiques on retrouve les grandes organisations du domaine des énergies renouvelables et de la solidarité - Enercoop, le GERES, la Nef, etc. - ainsi que des acteurs locaux. Énergie Partagée Investissement est une société en commandite par action,

placée sous la supervision d'un conseil de surveillance nommé par les investisseurs. Cette structure permet aux particuliers qui le souhaitent d'investir dans des projets d'énergie renouvelables en mutualisant les risques et en s'assurant de bonnes pratiques (gouvernance démocratique, ancrage local, non spéculation...). Le fonds travaille étroitement avec Energie Partagée Association chargée d'accompagner les porteurs de projets, avec Energie Partagée Études qui cofinance la phase de développement des projets d'énergie renouvelable et avec des missions régionales.

En 2011, Énergie Partagée Investissement a obtenu le visa de l'Autorité des Marchés Financiers pour collecter l'investissement des citoyens dans les projets de production d'énergie renouvelable et d'efficacité énergétique. En une année, plus de 2,6 millions d'euros sont ainsi recueillis. Début 2018, Energie Partagée passe le cap des 15 millions d'euros collectés auprès de plus de 5000 actionnaires. Le réseau Energie Partagée accompagne plus de 270 projets.

Source : Energie partagée, rapport d'activité 2017

ENCADRÉ 7

CONCLUSION

La demande d'électricité continue à augmenter : au cours des 20 prochaines années, le secteur électrique pourrait être responsable de 70% de l'augmentation de la consommation d'énergie primaire (BP, 2018). Malgré des progrès, cette croissance de la consommation n'est pas encore compensée par une baisse de l'intensité carbone et les émissions continuent à augmenter. Mais derrière l'inertie de ses infrastructures, le secteur électrique connaît une restructuration rapide caractérisée par une perte d'influence des États et des grands électriciens au profit des territoires et de nouveaux acteurs économiques. Cette transformation contribue à l'émergence de modèles moins émetteurs et préfigure peut-être la transition vers une production d'électricité et de chaleur décarbonée.

N'HÉSITEZ PAS À RÉAGIR À CETTE FICHE, ET À NOUS SIGNALER RAPPORTS ET DONNÉES COMPLÉMENTAIRES VIA L'ADRESSE SUIVANTE :
CONTRIBUTION@CLIMATE-CHANCE.ORG



RÉFÉRENCES

BASES DE DONNÉES :

- Base Carbone
- BP Statistical Review 67th edition (juin 2018).
- ENERDATA, Global Energy & CO₂ Data
- IEA, Statistics
- World Bank Open Data.

RAPPORTS ET REVUES :

- ADEME (septembre 2017), L'effacement de consommation électrique en France.
- Arabella Advisors (2018), The Global Fossil Fuel Divestment and Clean Energy Investment Movement.
- Buttigieg (2016), Transition énergétique : Stratégies d'innovation des groupes électriques européens, École Doctorale de Dauphine.
- BP (2018), BP Energy Outlook.
- Carbon Tracker (13 September 2017), No country for coal gen – Below 2°C and regulatory risk for US coal power owners.
- Energie et Développement (13 septembre 2017), Contract for Difference Que retenir du round 2 ?
- Hermanus (2017), Local Governments' Changing Power in South Africa's Energy System.
- HYSTRA (mai 2017), Reaching scale in access to energy.
- IEA (2018), World Energy Investment.
- IEA (2017), World Energy Outlook.
- IEA/OCDE/World Bank (2010), The scope of fossil-fuels subsidies in 2009 and a roadmap for phasing out fossil-fuel subsidies.
- IPCC (2014), Climate Change 2014 : Mitigation of Climate Change (AR5 WG3 chp7 : Energy Systems).
- IRENA (2018), Renewable Energy Policies in a Time of Transition.
- IRENA (juillet 2017), Stranded assets and renewables.
- OCDE (mai 2018), Measuring and reforming support for fossil fuels.
- OCDE/IEA (2018), Global Energy & CO₂ Status Report 2017.
- Pfeiffer et al. (4 mai 2018), Committed emissions from existing and planned power plants and asset stranding required to meet the Paris Agreement, Environmental Research Letters.
- Rennkamp et al. (2017), Competing coalitions : The politics of renewable energy and fossil fuels in Mexico, South Africa and Thailand, Energy Research & Social Science.
- Shirai et al. (2017), Fossil-fuel consumption subsidies are down, but not, IEA.
- Zimmermann (septembre 2017), Capacity reserve in Germany, Karlsruhe Institute of Technology.

PRESSES PRÉSENTATIONS :

- Bloomberg (3 janvier 2018), Weekly brief sustainable finance.
- Carbon Brief (29 September 2016), Factcheck : The carbon floor price and household energy bills.
- Enerdata (30 mai 2018), Bilan énergétique mondial 2017.
- Financial Times (11 février 2015), Germany's green goals have profound consequences for Eon and RWE.
- Financial Times (18 mai 2016), Eon and RWE pursue radical restructurings.
- Financial Times (14 août 2018), RWE on track with Eon energy deal.



Kenya : l'innovation au service d'une électrification bas carbone

Malgré une densité de population faible (42 millions d'habitants pour une superficie de 580 000 km²) et un indice de développement humain de 0,555 qui le place 152^e à l'échelle de la planète, le Kenya a réalisé au cours des 10 dernières années des progrès rapides en matière d'électrification. Les émissions liées à la production d'électricité sont restées stables pendant cette période. Comment le pays est-il parvenu à ces résultats ? Et peut-il servir de modèle pour une électrification bas carbone ?

Rédacteur principal • THIBAUT LACONDE • *Consultant, Energie & Développement*

SOMMAIRE

1 • DES ÉMISSIONS BASSES

- Un mix électrique bas carbone
- Un recours encore important aux énergies traditionnelles

2 • LA STRATÉGIE DU KENYA POUR UNE ÉLECTRIFICATION BAS CARBONE

- Situation du secteur électrique kenyan
- Stratégie et action du gouvernement

3 • MOBILISATION DES ACTEURS ÉCONOMIQUES DE TOUTE TAILLES

- Une stratégie de grands projets
- Kits solaires, mini-réseaux, pay-as-you-go...

4 • LA SOCIÉTÉ CIVILE : VIGILANTE ET INNOVANTE

- Perception des projets par la société civile
- Le rôle de la société civile dans l'innovation



1 • DES ÉMISSIONS BASSES

En 2016, les émissions liées à la production d'électricité et de chaleur au Kenya se sont établies à 1.1 millions de tonnes équivalents CO₂. Ce niveau est comparable à celui de 2015, au plus bas depuis le milieu des années 2000. Il représente une baisse de 55% par rapport au record de 2013. Il n'existe pas encore de données pour l'année 2017.

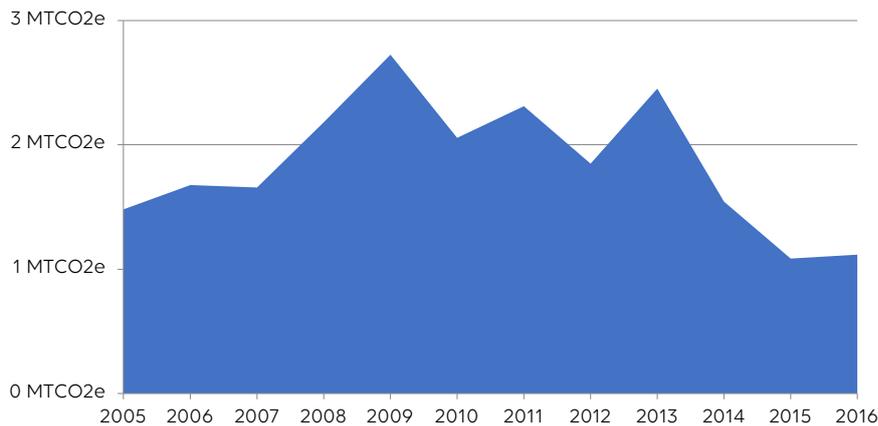


FIGURE 1. ÉMISSIONS DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ET DE CHALEUR AU KENYA

(Source : Enerdata)

• **UN MIX ÉLECTRIQUE BAS CARBONE** • Les émissions du secteur électrique kenyan sont particulièrement basses : l'Espagne qui a une population équivalente à celle du Kenya émet par exemple 67 MtCO₂eq par an pour sa production d'électricité et de chaleur. Cela ne s'explique pas uniquement par le niveau de développement du pays. En 2016, l'intensité carbone de l'électricité kenyane était de 116 grammes de CO₂ par kilowattheure produit. C'est-à-dire que pour produire la même quantité d'électricité le Kenya émet, par exemple, 6 fois moins de gaz à effet de serre que la Chine ou 4 fois moins que les États-Unis (Ang, 2016).

Cette bonne performance s'explique par la composition du mix électrique : la production d'électricité kenyane est historiquement basée sur l'énergie hydraulique avec une part de géothermie qui a fortement progressé depuis une décennie. Une production fossile, très majoritairement à base d'hydrocarbures liquides, vient compléter le mix et, pendant les sécheresses, compenser le déficit de production hydroélectrique.

En 2016, malgré une production hydroélectrique relativement basse, la production d'électricité était ainsi à 80% renouvelable, ce qui place le Kenya parmi les 20 pays les plus performants de la planète pour cet indicateur (IEA, 2018).

		2015		2016	
		Production d'électricité	Part du mix	Production d'électricité	Part du mix
Fossiles	Produits pétroliers	1206GWh	12,5 %	2020GWh	20,7%
Renouvelables	Biomasse	122GWh	1,3%	123GWh	1,3%
	Hydroélectricité	3787GWh	39,2%	3341GWh	34,3%
	Géothermie	4479GWh	46,4%	4204GWh	43,1%
	Solaire PV	1GWh	0,0%	1GWh	0,0%
	Eolien	57GWh	0,6%	63GWh	0,6%

TABLEAU 1. MIX ÉLECTRIQUE KENYAN

(Source : IEA, 2018)

• **UN RECOURS ENCORE IMPORTANT AUX ÉNERGIES TRADITIONNELLES** • Dans le même temps, les émissions de l'ensemble du pays augmentent régulièrement. Hors émissions liées à l'utilisation des terres, au changement d'affectation des terres et à la foresterie (UTCATF), le pays a émis 18.3 MtCO₂eq en 2016, soit une augmentation de 116% depuis 2000 et de 40% depuis 2010.

En prenant en compte le secteur UTCATF, les émissions étaient de 73 MtCO₂eq en 2010, celui-ci représente donc de l'ordre des trois quarts des émissions du pays. Selon le second communiqué officiel du Kenya sur ses émissions, ce secteur est avec l'augmentation de la demande en énergie fossile le principal responsable de l'augmentation des émissions entre 1995 et 2010 (Gouvernement of Kenya, 2015).

Ce constat doit tempérer les bons résultats du secteur électrique qui peuvent s'expliquer partiellement par un report de certaines émissions liées à la consommation d'énergie vers la catégorie UTCATF : en l'absence d'accès à une énergie moderne comme l'électricité ou le gaz naturel, le bois est un recours pour satisfaire les besoins de chaleur et d'éclairage. A l'heure actuelle, l'électricité ne représente encore que 4% de la consommation d'énergie finale du Kenya contre 68% pour la biomasse.

2 • LA STRATÉGIE DU KENYA POUR UNE ÉLECTRIFICATION BAS CARBONE

Comme de nombreux pays d'Afrique le Kenya fait face à un défi : élargir l'accès à une énergie moderne tout en maîtrisant les émissions du secteur électrique.

• **SITUATION DU SECTEUR ÉLECTRIQUE KENYAN** • Malgré les progrès de l'électrification, la demande d'électricité reste contrainte par une offre insuffisante et la consommation par abonné décroît. Le secteur électrique kenyan rencontre plusieurs problèmes. La part de l'hydroélectricité, dont la production dépend des conditions météorologiques, rend la production difficilement prévisible. Les coupures d'électricité sont fréquentes : de l'ordre de 6 coupures de 5 heures par mois en zone urbaine (GOGLA, 2018). L'électricité est chère, 0,15 \$/kWh environ contre 0,04 \$/kWh en Afrique du Sud, et ce fardeau est mal réparti avec des tarifs favorisant les gros consommateurs au détriment des particuliers et des petites entreprises (Institute of Economics Affairs, 2015).



L'organisation du secteur électrique kenyan

À la fin des années 90, le gouvernement kenyan a décidé de séparer les activités de production, de transport et de distribution de l'électricité (politique dites d'unbundling). Le secteur électrique kenyan s'organise autour des trois grandes entreprises publiques issues de cette scission : Kenya Electricity Generating Company (KenGen) pour la production, Kenya Electricity Transmission Company (KETRACO) pour le transport et Kenya Power pour la distribution et la commercialisation.

KenGen produit les trois quarts de l'électricité kenyane. Le capital de l'entreprise a été ouvert à 30 % en 2006 et elle est désormais cotée à la bourse de Nairobi, tout comme Kenya Power. La majorité du parc électrique kenyan est la propriété de KenGen (69 %) et une fraction appartient à l'agence d'électrification rurale (1%).

Le Kenya a autorisé trois autres entreprises (Aggreko, Cummins et Deutz) à produire et vendre leur électricité lors de la sécheresse de 2000 afin de compléter une production hydroélectrique en forte baisse. Depuis une dizaine de producteurs indépendants (ou IPP) se sont implantés dans le pays : en 2008, ils possédaient 11 % du parc électrique kenyan et en 2017 leur part atteignait 30 %. La production des IPP est très majoritairement fossile, principalement diesel. Le surcoût lié à l'achat du carburant est passé aux consommateurs via un prélèvement sur leur facture, les IPP sont donc accusés de faire augmenter le prix de l'électricité. Le non-renouvellement de leurs licences, d'une durée de 20 ans, est régulièrement évoqué par le gouvernement.

Une commission indépendante de régulation de l'énergie, l'Electricity Regulatory Board, a été créée en 1998. Un tribunal de l'énergie a été institué en 2006, il sert principalement d'instance d'appel pour les décisions de l'ERB.

Sources : Kengen annual report, Daily nation

ENCADRÉ 1

Dans Vision 2030, son programme de développement adopté en 2008, le gouvernement kenyan reconnaît les difficultés du secteur électrique. Le programme donne la priorité à l'augmentation de la production et aux gains d'efficacité. Pour y parvenir il prévoit une poursuite des réformes dans le secteur de l'énergie avec la création d'un cadre réglementaire robuste et des incitations pour les investisseurs privés. Il envisage également la création d'interconnexions avec les pays limitrophes en excédent et le développement de nouvelles ressources énergétiques, dont la géothermie et les énergies renouvelables mais aussi le charbon. Dans ce domaine un retard important a été pris : alors que le plan prévoyait un parc électrique de 5,5 MW en 2017 (Gouvernement of Kenya, 2013), il dépasse juste la moitié de cet objectif avec 2,4 MW (KenGen, 2017).

• **STRATÉGIE ET ACTION DU GOUVERNEMENT** • Le plan de développement 2017-2022 préparé par l'agence kenyane de régulation de l'énergie s'inscrit dans la continuité de Vision 2030. Entre 2018 et 2024, il prévoit la construction de 1277 MW de centrales géothermiques, de 841 MW d'éolien, 703 MW de solaire mais aussi de 3 unités à charbon de 327 MW.

Le Kenya envisage en outre d'acquérir une centrale nucléaire avec un objectif de 1000 MW en 2027 et 4000 MW en 2033. Le pays a signé des accords de coopération sur le sujet avec la Chine, la Russie, la Slovaquie et la Corée du Sud. Dans le cadre de ce dernier accord, signé en septembre 2016, 16 étudiants kenyans ont été envoyés en Corée pour obtenir un master en ingénierie nucléaire.

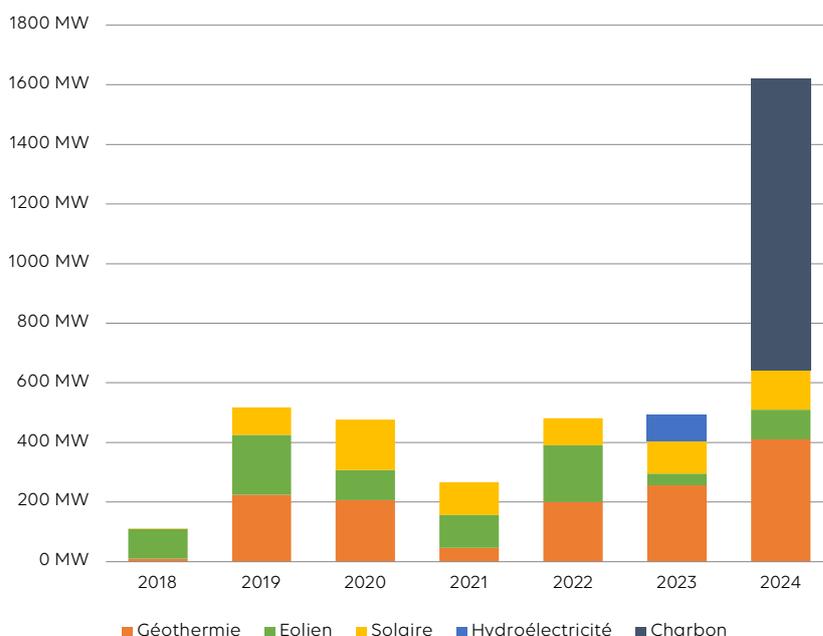


FIGURE 2. NOUVELLES MISES EN SERVICE PRÉVUES ENTRE 2018 ET 2024

(Source : Kenya Energy Regulation Commission)

Pour développer sa production électrique, le Kenya a mis en place en 2008 des tarifs de rachat garantis pour l'électricité. Ces tarifs, actualisés depuis, assurent le revenu des investisseurs pendant une durée de 20 ans. Le gouvernement kenyan a annoncé au printemps 2018 son intention de remplacer ce mécanisme par un système d'appel d'offre dans l'espoir que la mise en concurrence permette de faire baisser le prix de l'électricité.

La maîtrise de la demande d'énergie est aussi un enjeu important. En effet les installations géothermiques, qui peuvent fonctionner en permanence, fournissent presque la moitié de l'électricité, celle-ci ne se stockant une part importante de la production est perdue pendant la nuit et les périodes de faible consommation. Pour inciter les entreprises à déplacer leurs consommations, le gouvernement a créé en décembre 2017 un tarif réduit de 50% pour l'électricité consommée entre 22h et 6h («*time-of-use plan*»). Mi-2018, 800 entreprises bénéficiaient de ce tarif.

Enfin, le plan d'électrification rurale prévoit de faire passer le taux d'électrification de 22% à 65% entre 2013 et 2022 et d'atteindre 100% en 2030. Il est placé sous la responsabilité d'une agence d'électrification rurale créée en 2006. En 2016, le taux d'électrification était de 56% (Banque Mondiale).

3 • MOBILISATION DES ACTEURS ÉCONOMIQUES DE TOUTE TAILLE

La politique électrique kenyane laisse une place importante au secteur privé, aussi bien dans le développement des projets que la conception des politiques publiques. Le gouvernement kenyan a par exemple largement consulté les acteurs économiques avant de lancer le programme K-OSAP (Kenya Off-Grid Solar Access Project for Underserved Counties) destiné à aider les entreprises qui investissent dans des régions défavorisées (GOGLA, 2018).

• UNE STRATÉGIE DE GRANDS PROJETS • Le développement de la production électrique kenyane passe par une politique de grands projets, souvent uniques à l'échelle continentale voire mondiale. En 2016, le pays a ainsi inauguré la plus grande centrale électrique géothermique au monde : Olkaria (280 MW). En 2017, la ferme éolienne du lac Turkana (310 MW) est entrée en service, il s'agit de la plus grande ferme éolienne d'Afrique et du plus important investissement privé de l'histoire du Kenya (REN21, 2017).

Ces projets s'inscrivent généralement dans une politique de développement plus vaste. La construction de la ferme éolienne du lac Turkana par exemple s'accompagne de la création d'une desserte



routière, de liaisons en fibres optiques et de projets d'électrification locaux. Du fait de leurs dimensions, ces grands projets sont réservés à de grandes multinationales ou à l'électricien public KenGen. Le canadien SkyPower, par exemple, a signé un accord de 2,2 milliards de dollars en 2015 pour développer 1 000 MW de solaire, l'américain GE réalise quant à lui la ferme éolienne de Kipeto dans le cadre d'un contrat de construction et de service de 15 ans. De même KenGen produit 100% de l'électricité géothermique (Government of Kenya, 2015), étant pour le moment le seul acteur capable de supporter l'investissement initial nécessaire à cette production. La nécessité d'accroître l'efficacité énergétique, de réduire les coûts, d'intégrer les producteurs d'électricité intermittente ainsi que les véhicules électriques (VE).

L'innovation dans la géothermie kenyane

Le Kenya, qui abrite à l'ouest du pays la grande vallée du Rift, profite d'un environnement géologique idéal qui lui procure un potentiel géothermique estimé à 10 000 MW. Le pays concentre ces efforts sur cette énergie pour contrebalancer les aléas de la production hydroélectrique : il est le 9^e pays en termes de capacité installée devant le Japon. En 2016, le Kenya a installé 6% des nouvelles capacités mondiales, aucune nouvelle installation n'a eu lieu en 2017 (REN21, 2018).

KenGen ne se contente pas de mettre en œuvre des technologies existantes, l'entreprise innove pour accélérer le déploiement de nouvelles productions. Elle a ainsi développé une technologie appelée wellhead («tête de puits» car les turbines sont installées à proximité immédiates des forages sans que la création d'un réseau de chaleur soit nécessaire).

La technologie a été expérimentée à partir de 2012 dans la région d'Olkaria. Elle consiste à installer de petites turbines (2 à 5 MW) dès que les forages sont effectués de façon à débiter la production sans attendre la construction d'une centrale électrique permanente. Ces turbines sont conteneurisées ou montées sur remorques et leur installation nécessite peu de travaux de génie civil. Elles peuvent donc facilement être déplacées vers de nouveaux projets lorsque les installations permanentes sont achevées.

Le système wellhead permet de démarrer la production d'électricité géothermique en quelques mois contre 2 à 3 ans pour une centrale conventionnelle. En outre, ce système peut faciliter le développement de la géothermie en abaissant l'investissement initial et en assurant un revenu à l'opérateur plus tôt dans le cycle de projet.

Enfin des turbines de type wellhead pourraient être utilisées de façon permanente afin d'alimenter en électricité un réseau isolé pour lequel l'investissement dans une centrale géothermique classique ne se justifierait pas.

Source : Saitet, 2015

ENCADRÉ 2

Une difficulté rencontrée par ces grands projets vient de la séparation entre les activités de production et de transport d'électricité qui rend la coordination plus difficile. La ligne électrique qui doit acheminer la production de la ferme du lac Turkana, par exemple, est encore en construction (Daily Nation, 3 mai 2018).

• **KITS SOLAIRES, MINI-RÉSEAUX, PAY-AS-YOU-GO...** • Le projet Last-Mile Connectivity, financé par la Banque Africaine de Développement, prévoit de raccorder au réseau 314 200 foyers situés à moins de 600 mètres d'un transformateur. Pour le reste des foyers non connectés, les coûts d'extension du réseau trop importants par rapport à la demande d'électricité potentielle, encouragent le recours aux systèmes électriques décentralisés. Cette électrification hors réseau est accessible à des entreprises de taille modeste et voit un foisonnement d'initiatives.

En 2016 et en 2017, le Kenya a été le deuxième marché mondial pour les kits solaires derrière l'Inde : 1,2 millions de systèmes ont été vendus en 2016 et 900 000 en 2017, cette baisse s'explique par la sécheresse qui a limité les revenus des kenyans (GOGLA, 2018). La distribution de ces systèmes passe par un réseau dense de détaillants et permet de générer des revenus localement. Désormais plus du tiers des foyers non raccordés au réseau électrique ont un système solaire permettant de satisfaire des besoins basiques comme l'éclairage ou la recharge d'un téléphone (REN21, 2017). Ce marché intéresse les entreprises étrangères : BBOXX (Grande Bretagne) et Mobisol (Allemagne), des entreprises spécialisées dans la production de kits solaires, ont levé 20 millions de dollars en 2017 pour étendre les opérations au Kenya, Rwanda et Tanzanie.

L'accès à ces systèmes peut passer par des modèles économiques nouveaux. C'est le cas du « pay-as-you-go » qui s'est développé dans plusieurs pays d'Afrique et notamment au Kenya. Ce modèle économique consiste à louer aux foyers un kit solaire comprenant une batterie, un contrôleur de charge, un panneau solaire, des ampoules LED et un chargeur de téléphone. Les consommateurs payent sur une base quotidienne, hebdomadaire ou mensuelle ce qui limite les coûts de recouvrement pour l'entreprise et évite le recours à un prêt pour les foyers. Ces entreprises « PAYG » ont électrifié ainsi environ 500 000 foyers au Kenya et en Tanzanie, mais sont le plus souvent financés par des investisseurs étrangers. Le paiement s'effectue par téléphone, et si le paiement n'est pas enregistré, un système intégré coupe le fonctionnement du kit et la fourniture de l'électricité. Les banques commerciales locales sont encore très réticentes pour financer ces projets jugés trop risqués, privant de capitaux des investisseurs locaux (Sanyal, 2017).

L'électrification rurale passe aussi par la création micro-réseaux. La création d'un réseau à l'échelle d'une localité non raccordée au système électrique national permet de l'alimenter avec des investissements limités. Dans le passé, cette alternative était cependant peu attrayante car l'utilisation de groupes électrogènes, dont les coûts de carburant et de maintenance sont élevés, rendait l'électricité coûteuse. La baisse du coût des renouvelables fait évoluer cette situation et permet un développement des mini-réseaux dans les zones non-électrifiées. Le gouvernement kenyan a récemment obtenu 33 millions d'euros auprès du gouvernement français, pour l'installation de 23 mini-centrales d'énergie solaire dans le nord du pays, visant une production de 9,6 MW. Des entreprises privées sont également impliquées dans ce domaine : PowerGen Renewable Energy, entreprise kenyane spécialisée dans la mise en œuvre de petits réseaux électriques, a ainsi levé 4,5 millions de dollars en 2016 pour investir au Kenya et en Tanzanie.

Les micro-réseaux au Kenya

L'opérateur public Kenya Power gère une vingtaine de micro-réseaux alimentés par des groupes électrogènes principalement dans le nord du pays. Ces installations doivent prochainement être mises à niveau pour intégrer une part de production solaire.

Les entreprises privées sont également autorisées à produire et distribuer de l'électricité hors-réseau. Le paiement par téléphone mobile, promu par des entreprises comme M-Pesa, Airtel Money ou Orange Money, a joué un rôle

crucial dans ce développement de ces services.

En 2017, 40% des micro-réseaux commerciaux existants en Afrique sub-saharienne se trouvent au Kenya (65 sur 150). Le pays devrait accueillir au moins un tiers des nouveaux micro-réseaux construits en Afrique d'ici à 2021. Grâce à la chute du prix des modules photovoltaïques, ces projets devraient majoritairement être alimentés en solaire. Les petits systèmes hydroélectriques devraient aussi se développer.

Source : GORDON, 2018

ENCADRÉ 3



Fin 2016, le Kenya a adhéré à Lighting Global, le programme mis en place par la Banque Mondiale, pour tester et assurer la qualité des systèmes solaires hors réseau.

4 • LA SOCIÉTÉ CIVILE : VIGILANTE ET INNOVANTE

L'électrification et le développement de la production électrique kenyane répondent à une forte demande sociale. Les acteurs de la société civiles restent cependant sensibles à l'impact des projets sur les conditions de vie mais jouent également un rôle actif dans la recherche de nouvelles solutions.

• **PERCEPTION DES PROJETS PAR LA SOCIÉTÉ CIVILE** • L'opposition du public est souvent un obstacle au développement de nouveaux projets énergétiques. Au Kenya comme ailleurs, le débat sur ces projets est clivant et polarisé entre les positions des développeurs et celles de groupes d'opposants. L'accès aux terres est un des points de tension récurrents en particulier lorsque les projets ont peu de retombées économiques locales. Les communautés expriment parfois une méfiance vis-à-vis des projets : risque de corruption, dangers et nuisances (risque d'électrocution, bruit...), impact sur l'environnement et le tourisme... Ces craintes traduisent souvent un engagement insuffisant des parties-prenantes dans les phases en amont (Johnson, 2017).

La mobilisation contre le projet de centrale à charbon de Lamu

Le Kenya prévoit d'installer sa première centrale à charbon sur l'île de Lamu, dans l'océan Indien. La centrale doit être construite dans le cadre d'un partenariat entre le Kenya et la Chine et alimentée par du charbon sud-africain. Les riverains de la future centrale s'inquiètent des conséquences du projet sur l'environnement et l'économie locale, notamment la pêche et le tourisme : l'île, dont la vieille ville de Lamu est classée au patrimoine mondial de l'humanité, attire de nombreux visiteurs. Ils craignent en outre que les bénéfices du projet soient inégalement répartis. Ils ont obtenu le soutien de plusieurs ONG locales et internationales (Greenpeace Africa, 350 Kenya, Kenya National Commission on Human Rights, etc.) et de personnalités dont le Prix Nobel d'économie Joseph Stiglitz.

L'activiste kenyan Okiya Omtatah Okoiti a combattu le projet devant la justice kenyane, dénonçant notamment la concertation menée par l'Energy Regulatory Commission et l'étude d'impact menée par la Kenya National Environmental Management Authority. Son recours a été rejeté en février 2018. Le 5 juin, à l'occasion de la journée mondiale de l'environnement, une manifestation contre le charbon a eu lieu à Nairobi - une première dans l'histoire du Kenya. Les manifestants protestaient contre le projet de Lamu et contre les mines de charbon situées dans le comté de Kitui, au centre du pays.

Source : Daily nation, Decoalozize

ENCADRÉ 4

• **LE RÔLE DE LA SOCIÉTÉ CIVILE DANS L'INNOVATION** • Les acteurs non-étatiques, y compris sans but lucratif, jouent un rôle important dans l'innovation technique et économique permettant la diffusion de nouvelles sources d'énergie. Ces innovations naissent souvent à l'échelle d'une communauté, d'un groupement de jeunes ou de femmes où des personnes confrontées aux mêmes problèmes se réunissent pour tenter de concevoir en commun une solution. Ces groupes peuvent ensuite être assistés par des acteurs extérieurs, le plus souvent des ONG, qui vont les conseiller ou les financer (Muok, 2015).

L'usage de lanternes solaires, par exemple, a été initié au milieu des années 2000 par Evans Wadongo, un étudiant à la Jomo Kenyatta University of Agriculture and Technology alors âgé de 18 ans. Inspiré par son enfance dans une région non-électrifiée de l'ouest du pays, il a conçu une lanterne solaire simple et adaptée aux besoins des familles kenyanes. La lampe est fabriquée localement à partir de matériaux de récupération. Dans un exemple d'innovation économique, des communautés se sont organisées en banques villageoises pour accorder des microcrédits permettant à des familles pauvres d'acquérir des équipements comme des foyers améliorés ou des kits solaires.

Microcrédits et accès à l'énergie

L'utilisation d'énergies renouvelables, notamment du solaire, pour des besoins de bases comme l'éclairage est en général moins coûteuse que le recours à un groupe électrogène ou à des lampes à kérosène qui nécessitent l'achat de carburant. Cependant elle nécessite un investissement initial qui représente un obstacle insurmontable pour des foyers qui n'ont pas d'épargne et ne disposent pas des garanties et des documents nécessaires pour obtenir un crédit. Le microcrédit permet de contourner cet obstacle.

En 2013, Equity Bank, une des principales banques kenyanes avec 10 millions de clients, s'est associée avec l'entreprise américaine MicroEnergy Credits pour créer EcoMoto, une solution de prêt spécifiquement destinée à permettre la diffusion de produits énergétiques. Ces crédits permettent d'acquérir des kits solaires (lanterne solaire ou solar home

systems) de marques Greenlight Planet, d.light, Fenix et Orb ainsi que des foyers améliorés.

Les prêts vont de 10 à 600 \$ sur une durée de 12 mois maximum avec un taux d'intérêt de 14%. Le rythme de remboursement est calculé pour être inférieur au prix du carburant qui aurait été nécessaire sans le système acheté. Les économies réalisées en 6 mois suffisent en général au remboursement.

Dans sa version initiale, le crédit pouvait être obtenu en 24 heures avec un formulaire d'une page. Une version accessible par téléphone mobile a été lancée l'année dernière en partenariat avec l'opérateur Equitel, elle permet désormais le déblocage des fonds en quelques minutes.

Ce projet est soutenu par l'agence de développement américaine, USAID, et l'ONG Winrock International.

Source : Winrock International, 2017

ENCADRÉ 5

CONCLUSION

L'électrification du Kenya progresse rapidement sans que les émissions liées à la production d'électricité augmentent. Ce succès s'explique par l'importance des ressources renouvelables et par la politique favorable mise en place par le gouvernement mais aussi par la mobilisation des acteurs non-étatiques. Les entreprises, grandes ou petites, les communautés locales, les ONG, etc. contribuent au foisonnement de projets qui fait du Kenya un des pays les plus dynamiques et innovants en matière d'accès à l'énergie. Néanmoins, la possibilité d'un recours important en charbon à partir de 2024 pourrait remettre en cause ce cercle vertueux. Ce projet, financé dans le cas présent par la Chine, souligne aussi toutes les incohérences des politiques climatiques internationales, notamment sur les financements.

N'HÉSITEZ PAS À RÉAGIR À CETTE FICHE, ET À NOUS SIGNALER RAPPORTS ET DONNÉES COMPLÉMENTAIRES VIA L'ADRESSE SUIVANTE : CONTRIBUTION@CLIMATE-CHANCE.ORG

RÉFÉRENCES

BASES DE DONNÉES :

- Agence Internationale de l'Energie, Statistics
- Banque Mondiale, World Bank Open Data
- ENERDATA, Global Energy & CO₂ Data

RAPPORT ET REVUES :

- Ang et al. (2016), Carbon emission intensity in electricity production : A global analysis, Energy Policy.
- Davies (10 octobre 2017), Building the grid of the future, today.
- Government of Kenya (2015), Second National Communication to the United Nations Framework Convention On Climate Change.
- Government of Kenya (août 2015), The Energy Bill 2015.
- Gouvernement of Kenya (2013), Vision 2030, Second medium term plan, 2013 - 2017.
- GIZ (2016), Energising Development (EnDev) Kenya.
- GOGLA (janvier 2018), Off-Grid Solar Market Trends Report 2018.
- Gordon (août 2018), The Politics of Renewable Energy in East Africa, Oxford Institute for Energy Studies.
- IEA (2018), Electricity Information 2018.
- Institute of Economics Affairs (avril 2015), Situational analysis of energy industry, policy and strategy for Kenya.
- Johnson et al. (2017), Energising Kenya's future, Stockholm Environment Institute.
- KenGen (2017), Integrated annual report & financial statements for the year ended 30 june 2017.
- Muok et al. (2015), The role of civil society organizations in low-carbon innovation in Kenya, Innovation and Development.
- REN21 (2018), Renewables 2018 Global Status Report.
- REN21 (2017), Renewables 2017 Global Status Report.
- Saitet et al. (avril 2015), Wellhead Generating Plants : KenGen Experience, Proceedings World Geothermal Congress 2015.
- Sanyal (8 février 2017), "Pay-As-You-Go" Solar Could Electrify Rural Africa, World Resources Institute.

PRESSES PRÉSENTATIONS :

- Africa Global Funds (21 décembre 2016), PowerGen Renewable Energy receives \$4.5m in a Series A investment round.
- Daily Nation (1er avril 2018), Blow for residents, activists in bid to stop Sh200bn coal plant.
- Daily Nation (3 mai 2018), Kenya : Independent Power Producers Increase the Cost of Electricity.
- Decolonize (3 mai 2017), Media coverage of Lamu coal plant, Medium.
- KBC (12 avril 2018), Kenya to scrap current feed-in-tariff system.
- KenGen, KenGen's Wellhead Technology.
- Kenya Power, Last Mile Connectivity.
- The Guardian (5 mai 2015), Cheap solar lamps help

villagers keep their health, and cut emissions.

- Winrock International (2017), Equity bank's ecomoto loan program.





Décarboner le mix électrique chinois : un défi titanesque

Par l'immensité de sa population, son poids économique et l'influence qu'elle exerce sur la scène internationale, la Chine est naturellement appelée à jouer un rôle prépondérant dans les efforts mondiaux de lutte contre le changement climatique. Même s'ils sont pour l'instant insuffisants pour compenser la croissance rapide de la demande d'électricité, l'intensité carbone de l'électricité chinoise a fait des progrès remarquables. Contrairement à ce que l'on pourrait attendre d'un pays doté d'un régime autoritaire et d'une économie administrée, les acteurs non-étatiques - société civile, collectivités et entreprises notamment - jouent un rôle important dans la transition électrique chinoise. Quelle stratégie a adopté le pays et quelles leçons peut-on en tirer ?

Rédacteur principal • THIBAUT LACONDE • *Consultant, Energie & Développement*

SOMMAIRE

1 • LES ÉMISSIONS DU SECTEUR ÉLECTRIQUE REPARTENT À LA HAUSSE

- Les émissions pèsent lourdement sur le bilan chinois et mondial
- La diversification du mix chinois progresse
- L'intensité carbone baisse mais les émissions continuent à augmenter

2 • UNE AMBITION POLITIQUE FORTE

- Prises de positions sur la scène nationale et internationale
- Les modes d'intervention de l'État chinois

3 • LE RÔLE DES COLLECTIVITÉS

- Maître d'œuvre de la politique climatique locale
- Les risques de la concurrence entre collectivités

4 • UNE IMPULSION VENUE DE LA SOCIÉTÉ CIVILE

5 • LES ENTREPRISES ET LES MILIEUX ÉCONOMIQUES

- Un secteur largement contrôlé par l'État
- La place de l'initiative locale et privée



1 • LES ÉMISSIONS DU SECTEUR ÉLECTRIQUE REPARTENT À LA HAUSSE

Après une forte progression qui les a fait passer de 1,4 milliards de tonnes équivalent CO₂ en 2000 à 4,3 aujourd'hui, les émissions du secteur électrique chinois ont connu deux années de léger déclin. Un retour à la hausse s'est amorcé en 2017 et semble se poursuivre en 2018.

• **LES ÉMISSIONS PÈSENT LOURDEMENT SUR LE BILAN CHINOIS ET MONDIAL** • Entre 2000 et 2016, les émissions chinoises ont augmenté de 6,8 milliards de tonnes de CO₂, passant de 3,6 GTCO₂e à 10,4. Dans le même temps, les émissions mondiales ont augmenté de 10,2 GTCO₂e (Janssens-Maenhout, 2017), la contribution chinoise à cette hausse est donc massive. La production d'électricité est à l'origine de presque la moitié des émissions chinoises, elle a donc largement contribué à cette progression et à faire, en 2007, de la Chine le premier émetteur de gaz à effet de serre de la planète.

En 2011, le pays est également devenu le premier producteur et le premier consommateur d'électricité. Au-delà de ses propres émissions, le secteur électrique chinois pèse donc lourdement dans l'évolution du mix électrique mondial.

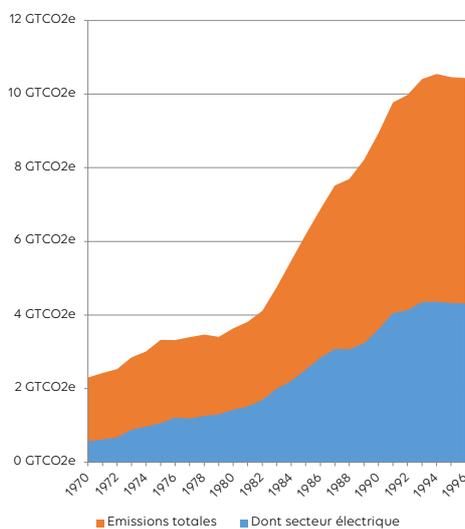


FIGURE 1. ÉVOLUTION DES ÉMISSIONS CHINOISES

L'augmentation des émissions de gaz à effet de serre chinoises s'est accélérée au début des années 2000, période qui correspond à son admission au sein de l'Organisation Mondiale de Commerce. **Cette dynamique est liée à son rôle « d'usine du monde »** : en 2011, le commerce international a été responsable d'un transfert net d'émissions de 760 millions de tonnes de CO₂ entre les États-Unis et la Chine et de 640 millions de tonnes entre l'Union Européenne et la Chine (Men, 2014).

Le rythme de cette hausse s'est ralenti à partir des années 2010, lorsque la croissance chinoise est passée des taux à deux chiffres qu'elle connaissait dans les années 2000 à environ 7% par an - ce que le président Xi Jinping a appelé la « nouvelle normalité » de l'économie chinoise.

Les émissions restent cependant orientées à la hausse : elles ont augmenté 1,4% en 2017 (NBS, 2018) et, selon des données préliminaires, de 4% sur un an au premier trimestre 2018 (Greenpeace, 2018).

• **LA DIVERSIFICATION DU MIX CHINOIS PROGRESSE** • A l'origine de ces émissions se trouve un mix électrique qui reste très majoritairement fossile : en 2017, les énergies fossiles représentaient 70,9% de la production électrique. Cette proportion n'est pas exceptionnelle mais la Chine se distingue par une surreprésentation du charbon. En 2016, dernière année disponible, seulement 4,4% de l'électricité fossile chinoise provenait de centrales à gaz (CEC, 2016). Cette particularité place le mix chinois parmi les 10 plus carbonés de la planète. Pour réduire les émissions liées à la production d'électricité, la Chine doit donc diversifier son mix.

L'hydroélectricité est la deuxième source d'électricité chinoise derrière le charbon. En 2017, elle représente 18,6% du mix électrique chinois, soit un peu moins des deux tiers de la production décarbonée. Malgré une hausse de la production, la part de l'hydroélectricité dans le mix électrique stagne depuis 2014. C'est l'énergie qui a cru le plus lentement en 2017, aussi bien en production qu'en puissance installée. Malgré des projets importants (Baihetan avec 16 GW, Wudong de 8,7 GW), le gouvernement chinois ne prévoit pas d'augmentation significative de la capacité dans les prochaines années. L'éolien connaît un développement régulier en Chine depuis une dizaine d'années. La production éolienne

a augmenté de 64 TWh en 2017, ce qui en fait la source d'électricité décarbonée ayant le plus progressé en valeur absolue. Après avoir dépassé le nucléaire en 2016, il confirme ainsi sa place de deuxième énergie décarbonée derrière l'hydroélectricité.

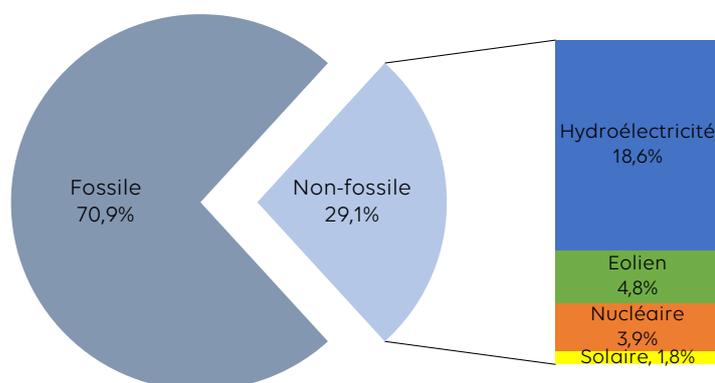


FIGURE 2. LE MIX ÉLECTRIQUE CHINOIS EN 2017

39,5 milliards de renminbi (5 Mds€) d'investissements en 2017, c'est presque deux fois moins qu'en 2012. Au-delà de la production d'électricité, la Chine envisage d'utiliser l'énergie nucléaire pour alimenter des réseaux de chaleur urbains dans le nord du pays. L'administration chinoise a approuvé fin 2017 la construction d'un premier réacteur pour cet usage basé sur un démonstrateur réalisé dans les années 1980.

Peu intéressée par le solaire photovoltaïque avant 2010, la Chine développe depuis son parc à une vitesse impressionnante : 53 GW ont été installés pour la seule année 2017, soit plus que la totalité du parc du deuxième pays le mieux doté (l'Allemagne avec 41 GW en 2016). Le parc solaire chinois a atteint 130 GW en 2017, dépassant en seulement un an l'objectif de 110 GW que le pays s'était donné pour 2020. La production d'électricité solaire en 2017 est évaluée à 118,2 TWh, soit une hausse de plus de 75 % par rapport à l'année précédente. Pour autant, le solaire photovoltaïque ne représente que 2 % environ de la production électrique chinoise et contribue donc marginalement à la décarbonation du mix.

Au total la part des énergies décarbonées dans le mix électrique chinois est passée de 16,4% en 2007 à 29,1% en 2017.

• L'INTENSITÉ CARBONE BAISSÉ MAIS LES ÉMISSIONS CONTINUENT À AUGMENTER • Ce développement des énergies décarbonées fait baisser l'intensité carbone du mix électrique chinois - c'est-à-dire que la production de 1 kilowattheure émet de moins en moins de dioxyde de carbone. Mais dans le même temps la demande d'électricité progresse rapidement. En 2016 et 2017, elle a crû de 5,2% en moyenne pour atteindre un peu plus de 6 300 TWh. Cette croissance est tirée par le secteur tertiaire (+10,9% par an) et la consommation résidentielle (+9,3%) avec un recul relatif de l'industrie. Cette évolution reflète celle de l'économie chinoise.

C'est la raison pour laquelle la production d'électricité fossile a recommencé à croître : après une période de stabilité en 2014 et 2015, la production fossile a augmenté de 97 TWh en 2016 et 224 TWh en 2017. La puissance installée quant à elle n'a jamais cessé de progresser : 50 à 80 GW de nouvelles centrales thermiques sont raccordées au réseau chaque année. Sur les 10 dernières années 120 milliards de Renminbi (16 Mds€) en moyenne ont été investis chaque année dans la production fossile, ce qui en fait généralement l'énergie la mieux dotée.

Cette croissance de la production est fortement corrélée à la croissance de la consommation d'électricité : aujourd'hui, c'est encore très largement le charbon qui permet à la Chine de répondre

La part du nucléaire a connu une progression sensible depuis le début des années 2010 passant de moins de 2% à 3,9% en 2017. Les projets nucléaires connaissent cependant un ralentissement depuis quelques années. Depuis 2015 plus aucun nouveau projet n'a été approuvé et en 2017 un seul projet a été mis en construction, contre 2 en 2016 et 6 en 2015. Le nucléaire a attiré



à l'expansion de ses besoins en électricité. L'année dernière les fossiles ont fourni à elles seules 57% de la croissance de la production électrique chinoise. **La maîtrise de la demande apparaît donc comme un préalable à la décarbonation du mix électrique chinois.**

2. UNE AMBITION POLITIQUE FORTE

Cette orientation à la hausse des émissions de gaz à effet de serre tranche avec les engagements des responsables chinois aussi bien sur le plan intérieur qu'à l'international.

• **PRISES DE POSITION SUR LA SCÈNE NATIONALE ET INTERNATIONALE** • Le gouvernement chinois s'est saisi progressivement des questions environnementales dans les années 2000. La Chine s'est dotée d'une agence nationale de protection de l'environnement en 2008. Celle-ci n'était initialement pas compétente en matière de lutte contre le changement climatique, placée sous la responsabilité de la puissante Commission nationale de développement et de réforme. Une réorganisation annoncée début 2018 a mis fin à cette fragmentation en confiant le climat à un grand ministère de l'écologie.

En 2014 le premier ministre Li Keqiang a déclaré une « guerre à la pollution » qui s'est traduite par une modernisation du système de mesure et d'information du public et des normes d'émissions de plus en plus contraignantes. Cette politique vise en premier lieu les polluants atmosphériques locaux (NO_x, SO₂, PM, etc.) mais elle a des co-bénéfices climatiques.

Sur la scène internationale, la Chine, par ses dimensions et l'influence qu'elle exerce au sein des pays en développement, joue un rôle central dans les négociations sur le climat. L'accord conclu entre les présidents Xi Jinping et Barack Obama le 12 novembre 2014 a été un des facteurs majeurs de la réussite de la Conférence de Paris. A cette occasion, la Chine a pris des engagements confirmés dans sa contribution prévue déterminée au niveau national (INDC) l'année suivante, notamment : **atteindre son niveau maximal d'émission de gaz à effet de serre au plus tard en 2030 et réduire ses émissions de CO₂ par unité de PIB de 60 et 65% en 2030 par rapport aux niveaux de 2005.**

Ces ambitions politiques ont été déclinées dans le Treizième plan quinquennal qui fixe les objectifs de la Chine pour la période 2016-2020. Celui-ci prévoit en particulier :

- De limiter la consommation d'énergie à 5 milliards de tonnes équivalent charbon en 2020 contre 3,5 milliards en 2015.
- De réduire de 15% de l'intensité énergétique de l'économie chinoise et de 16% de l'intensité carbone,
- De développer la production d'électricité décarbonée.

L'évolution de la production électrique décarbonée pendant le 13^e plan quinquennal

Le 13^e plan fixe la taille du parc à atteindre pour les principales énergies décarbonées en 2020 :

- hydroélectricité : 340 GW installés en 2020 (contre 320 GW en 2015). Cet objectif est déjà atteint en 2017 (341 GW installé) ;
- nucléaire : 58 GW installés et 30 en construction en 2020 (contre 27 GW installés en 2015). Cet objectif ne sera pas atteint aucun nouveau projet nucléaire n'ayant été approuvé depuis 2015 ;
- éolien : 210 GW en 2020 (131 GW en 2015) ;
- solaire photovoltaïque : 110 GW en 2020 (42 GW en 2015).

Cet objectif a été dépassé en 2017.

Sources : énergie et développement

ENCADRÉ 1

• **LES MODES D'INTERVENTION DE L'ÉTAT CHINOIS** • Outre la planification d'une transition progressive de son mix électrique vers des énergies décarbonées, le gouvernement central s'appuie sur deux moyens d'action principaux : la création de normes de performance de plus en plus contraignantes et le recours à des mécanismes financiers d'incitation (tarifs garantis et mise en place prévue d'un marché du carbone).

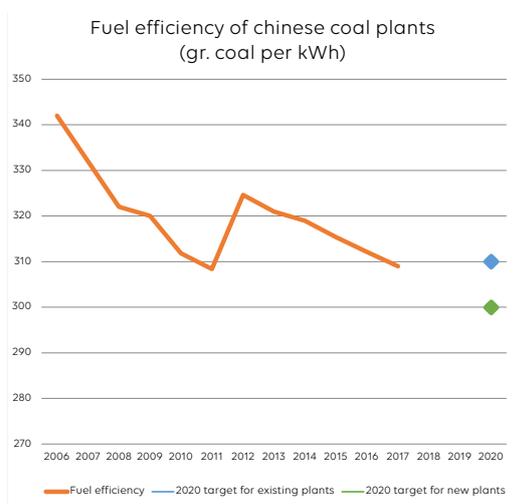


FIGURE 3. NOUVELLE CENTRALE À CHARBON CHINOISE PAR TECHNOLOGIE

Ces normes entraînent l'adoption rapide de technologies moins émettrices qui font du parc thermique chinois un des plus récents et des plus performants de la planète. Cela se traduit en particulier par une proportion importante de centrales supercritiques, c'est-à-dire fonctionnant à une température de plus de 565°C et à une pression de 250 bars ou ultrasupercritiques, dans lesquelles la température atteint 585°C et la pression 300 bars. Ces centrales offrent de meilleures performances énergétiques et environnementales que leurs homologues sous-critiques. Environ 19% des centrales à charbon chinoises sont ultrasupercritiques, 25% sont supercritiques et 56% sont sous-critiques. En comparaison, les États-Unis ne possèdent qu'une seule centrale à charbon ultrasupercritique (Platt's, 2017). En complément, la Chine a mis en place des standards de qualité pour sa production de charbon et un système de contrôle systématique (Bai, 2017).

Ces normes ont fait baisser significativement la consommation de charbon, et donc les émissions de CO₂, par unité d'électricité produite : en 2006, il fallait plus de 340 grammes de charbon pour produire un kilowattheure, aujourd'hui il en faut en moyenne moins de 310. Dans les 100 centrales les plus performantes, la consommation de charbon descend même à 286 g/kWh.

Pour réduire les émissions de sa production d'électricité, le gouvernement chinois mobilise aussi des incitations économiques. C'est le cas des tarifs de rachat garantis (ou *feed-in-tariff*) pour le solaire et l'éolien - dont l'abandon au profit d'un système d'appel d'offre a été annoncé en milieu d'année 2018.

L'utilisation de l'outil réglementaire est illustrée par la mutation du parc thermique chinois. Les limites autorisées pour les polluants atmosphériques sont déjà équivalentes ou plus restrictives que leurs homologues américaines ou européennes. En 2020, des normes de rendement entreront en vigueur : les nouvelles centrales devront consommer moins de 300 grammes de charbon par kilowattheure, les centrales existantes devront elles consommer moins de 310 grammes ou fermer. A titre de comparaison les 100 plus grandes centrales à charbon américaines actuellement en service consomment en moyenne 375 g/kWh et aucune ne parviendrait à satisfaire aux futures normes chinoises (Center for American Progress, 2017).

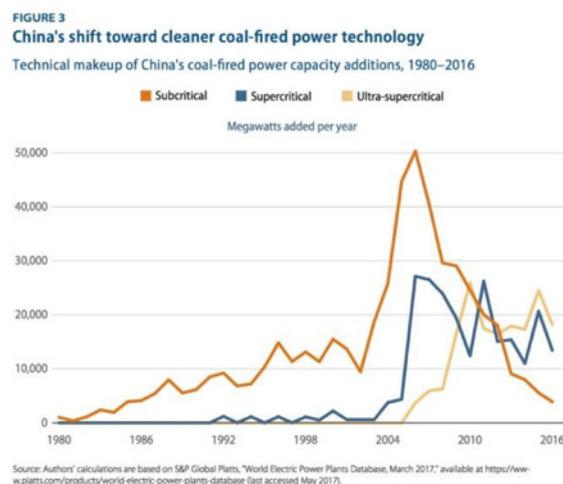


FIGURE 3. CHINA'S SHIFT TOWARD CLEANER COAL-FIRED POWER TECHNOLOGY



Réforme des mécanismes d'incitation pour le solaire

La diffusion plus rapide que prévue des installations solaires photovoltaïques menace de représenter un coût excessif pour les consommateurs. Ces installations bénéficient en effet d'un tarif de rachat garanti financé par un prélèvement sur les factures d'électricité. En 2017, ce mécanisme était en déficit de plus de 100 milliards de Renminbi. Dès 2017, la Chine a pris des mesures pour ralentir la croissance du solaire photovoltaïque. Les tarifs de rachat pour l'électricité solaire ont été abaissés et le gouvernement chinois a mis en place un système de régulation pour la construction d'installations solaires photovoltaïques : en fonction de critères tels que le prix du foncier ou le taux d'effacement, certaines zones du territoire ont reçu l'ordre de stopper leurs projets (principalement dans le nord-ouest) et d'autres de les diviser par deux (les deux tiers ouest de la Chine et la côte sud-est ainsi que Pékin, Tianjin et Shanghai). Ces mesures n'ont pas été suffisamment efficaces : au premier trimestre 2018, 9,7 GW de solaire photovoltaïque ont encore été installés en Chine. Début juin, le gouvernement a donc annoncé la suspension du tarif de rachat pour la plupart des nouvelles installations. Un système d'appel d'offre devrait être créé en remplacement. Une annonce similaire a été faite pour l'éolien mi-mai.

ENCADRÉ 2

La Chine s'apprête par ailleurs à créer un marché national du carbone. Sept projets pilotes à l'échelle locale ont été mis en place depuis 2011 dans les municipalités de Pékin, Shanghai, Tianjin, Shenzhen et Chongqing et les provinces du Guandong et du Hubei. Ces pilotes ont couvert près de 3 000 installations dans 20 secteurs industriels et jusqu'à un quart environ du produit intérieur brut chinois (EDF, 2018). Suite à ces expériences, un système national a été officiellement lancé en décembre 2017, il ne devrait cependant entrer réellement en fonctionnement qu'en 2020. De nombreuses zones d'ombre entourent encore son fonctionnement en particulier les secteurs concernés et à quel horizon, le plafond d'émissions et le mécanisme d'allocation des crédits carbones. Au moins dans un premier temps, le marché du carbone chinois ne devrait concerner que la production d'électricité mais même limité au secteur électrique il sera le plus grand marché du carbone au monde, couvrant 1,5 fois plus d'émissions que l'ETS européen.

3 • LE RÔLE DES COLLECTIVITÉS

La Chine possède une organisation administrative décentralisée dans laquelle les provinces, les préfectures et les districts disposent d'une réelle autonomie - le contrôle du Pékin s'exerçant souvent a posteriori en cas de besoin. Ces collectivités jouent un rôle important dans la mise en œuvre de la politique énergétique et climatique chinoise.

• **MAÎTRE D'ŒUVRE DE LA POLITIQUE CLIMATIQUE LOCALE** • Il est de plus en plus fréquent que des plans de réduction des émissions soient adoptés à l'échelle urbaine. La consultation des parties-prenantes locales fait partie intégrante de ce processus, ce qui permet l'expression de points de vue variés et d'intérêts contradictoires. Cependant elle aboutit souvent à la formation de coalitions entre les décideurs politiques, les industriels et les promoteurs immobiliers qui confortent le statu quo et la priorité accordée au développement économique. Cette tendance est parfois contrebalancée par l'intervention d'experts et de chercheurs sollicités pour appuyer les collectivités. Ceux-ci peuvent exercer une influence considérable sur le processus et se faire les porte-paroles de préoccupations marginalisées dans les domaines environnementaux, agricoles, touristiques,

etc. Ils facilitent aussi la communication et les échanges d'expérience à l'échelle provinciale et nationale (Westman, 2017).

Outre les outils réglementaires classiques dont l'application n'est pas toujours effective, les plans locaux d'atténuation des émissions font régulièrement appel au développement de services publics bas carbone et à des actions de facilitation. Dans ce dernier cas la collectivité se substitue en partie aux organisations non-gouvernementales de protection de l'environnement, peu présentes en Chine.

La politique climatique de la municipalité de Rizhao

La ville de Rizhao dans la province du Shandong s'est donnée comme objectif d'atteindre de la neutralité carbone. Elle mobilise pour cela plusieurs types d'outils. Le premier est réglementaire : par exemple, les projets immobiliers qui ne prévoient pas l'installation de chauffe-eau solaires sont refusés. Cette politique a permis d'atteindre un taux d'équipement en solaire thermique de 99% dans le centre de la ville mais se révèle moins efficace en périphérie où seulement 30% des foyers sont équipés. Un deuxième moyen d'action est la création de services publics bas-carbone : les transports en commun par exemple ont été développés avec plus d'arrêts et des passages plus fréquents conduisant à une augmen-

tation du nombre de trajets. Dans le même temps, la flotte de bus a été renouvelée avec l'élimination des véhicules les plus polluants au profit d'autres hybrides ou électriques. Des incitations financières ont été mobilisées pour encourager le développement des « éco-activités », par exemple un accès facilité aux terrains et une fiscalité plus favorable. Ces mesures ont permis au secteur de croître deux fois plus vite que dans le reste de la province : +15% par an en moyenne entre 2010 et 2013. Enfin divers dispositifs d'incitation (sensibilisation, formation, benchmarking...) ont été mis en place, notamment pour limiter la consommation d'énergie industrielle et résidentielle.

Sources : Westman, 2017

ENCADRÉ 3

Ces actions sont très souvent développées en partenariat avec des entreprises, des centres de recherche ou des organismes internationaux. L'action climatique locale est donc l'occasion d'une véritable mise en réseau d'acteurs infra-étatiques chinois et parfois étrangers.

• **LES RISQUES DE LA CONCURRENCE ENTRE COLLECTIVITÉS** • Le gouvernement chinois souhaite donner un rôle croissant aux autorités locales dans les décisions d'investissement sur leurs territoires. Dans ce contexte chaque collectivité cherche à stimuler son développement économique par de grands projets et à se doter d'infrastructures qui lui permettront d'attirer les investisseurs. Cette concurrence peut avoir des effets pervers avec une surenchère aboutissant à des surcapacités et potentiellement à une hausse des émissions de gaz à effet de serre.

Les surcapacités thermiques, un effet secondaire de la décentralisation

En octobre 2014, le gouvernement chinois a autorisé les provinces à lancer des projets de centrales à charbon sans obtenir au préalable son accord. Cette réforme était conçue pour alléger les procédures administratives et mieux prendre en compte les besoins et les impacts locaux mais elle a eu

des effets pervers qui ont nécessité une reprise en main par le gouvernement central. Les gouvernements provinciaux ont en effet anticipé une réglementation de plus en plus contraignante qui rendrait les nouveaux projets difficiles à mener. Afin de ne pas voir son développement limité à l'avenir par la production d'électricité ou dépendant d'importations, chaque province a eu tendance à se suréquiper.



De plus le prix de gros de l'électricité restant administrés, il a tardé à s'adapter à la baisse des coûts du charbon ce qui a rendu ces projets attractifs pour les investisseurs. Entre 2013 et 2017, le parc fossile chinois a augmenté de 27% alors que la consommation d'énergie fossile ne progressait que de 8%. Par conséquent, le facteur de charge du parc thermique, déjà relativement bas à 57%, a chuté à 48%, c'est-à-dire que les centrales à charbon chinoises ne

fonctionnent en moyenne que 175 jours par an. En 2017, le gouvernement central a dû intervenir pour éviter que ces surcapacités s'aggravent : il a annulé près de 150 projets, dont certains étaient déjà en construction, et institué un moratoire sur la construction de nouvelles centrales thermiques sur une grande partie du territoire.

Sources : Yuan et Alii, 2017, Yu et Alii, 2018

ENCADRÉ 4

4 • UNE IMPULSION VENUE DE LA SOCIÉTÉ CIVILE

La société civile a joué un rôle majeur dans la prise de conscience des questions environnementales et leur appropriation par le gouvernement central et les autorités locales. Dans les années 2000, la dégradation de l'environnement est devenue un des principaux sujets de mécontentement et d'agitation de la population chinoise : entre 2000 et 2013, la pollution a été à l'origine de la moitié des « incidents de masse » ayant attiré plus de 10 000 participants (Steinhardt, 2015).

Les mouvements populaires contre la pollution du printemps 2015

En février 2015, Chai Jing, une ancienne présentatrice de la télévision nationale chinoise, a diffusé sur internet une enquête sur la pollution atmosphérique. Le documentaire de 103 minutes intitulé « *Under the dome* » a été vu 75 millions de fois dès le premier jour de sa diffusion. En avril, l'explosion d'une usine de paraxylène dans la province du Fujian a entraîné l'évacuation de 30 000 personnes et a encore attiré l'attention de la population sur les risques industriels. Plusieurs mouvements contre la pollution et en particulier les projets charbonniers ont été rapportés dans les semaines qui ont suivi. Mi-avril, par exemple, plusieurs milliers de manifestants se sont rassemblés à Heyuan, à proximité de Canton, pour réclamer l'abandon d'un projet d'extension d'une centrale à charbon. La semaine précédente, une manifestation violente dans la même province avait entraîné l'abandon d'un projet d'incinérateur. Au même moment, dans la bannière Naiman située dans la région charbonnière de Mongolie Intérieure la répression de manifestations contre la pollution faisait, selon certaines sources, un mort et conduisait à l'arrestation de 50 personnes. Cette période a également vu des mobilisations à Shanghai (contre un projet d'usine chimique), à Tianjin (contre une aciérie), etc. Les autorités chinoises portent une grande attention à ces mouvements. Elles s'efforcent de ne pas leur laisser le temps de se structurer, souvent en combinant répression et concessions. Les manifestants obtiennent donc régulièrement gain de cause et les projets

Sources : Chinadialogue, Forbes, The Guardian, Reuters

ENCADRÉ 5

Au-delà de ces mouvements motivés par l'opposition à des projets locaux, la société civile et les milieux académiques peuvent peser sur la politique énergétique et climatique chinoise à l'échelle nationale. La création de centrales nucléaires à l'intérieur des terres, par exemple, a été vivement

critiquée en 2014 ce qui a conduit à un moratoire de fait : depuis 2015 plus aucun nouveau projet n'a été approuvé. Cette pause équivaut à l'abandon de l'objectif de développement de l'énergie nucléaire inscrit dans le 13^e plan quinquennal.

Enfin, les préoccupations environnementales se retrouvent dans les préférences des consommateurs : 87,9% des chinois urbains souhaiteraient connaître l'origine de leur électricité et 97,6% préféreraient acheter une « électricité verte » y compris, pour 90,6% d'entre eux, si elle est plus chère (CREIA, 2016).

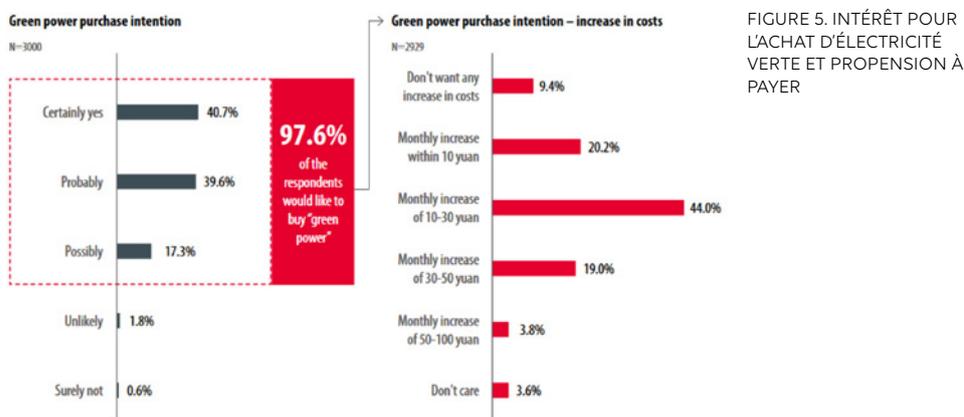


FIGURE 5. INTÉRÊT POUR L'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ VERTE ET PROPENSION À PAYER

5 • LES ENTREPRISES ET LES MILIEUX ÉCONOMIQUES

La mobilisation de la société civile et l'attention croissante des consommateurs et des autorités a conduit les entreprises à adapter leurs pratiques et à mieux communiquer. Les performances des centrales thermiques sont, par exemple, devenues un sujet crucial pour les entreprises qui les exploitent, certaines affichant même en direct les niveaux d'émissions sur des panneaux lumineux à proximité de leurs installations (Center for American Progress, 2017).

L'action de State Grid of China en matière de climat

State Grid of China a été créée en 2002 pour assurer la gestion du réseau électrique chinois et s'est depuis développée à l'international vers les Philippines, le Brésil, le Portugal, l'Australie, l'Italie, etc. Elle emploie 1,72 millions de salariés et assure la fourniture d'électricité à plus de 1,1 milliards de clients avec un chiffre d'affaire de 360 milliards de dollars en 2017. Il s'agit du premier électricien et de la deuxième entreprise mondiale en termes de chiffre d'affaire selon le magazine Fortune. Selon son rapport de développement durable, les engagements climatiques de State Grid portent d'abord sur l'efficacité de son réseau : réduire les pertes en lignes, permettre l'intégration de nouvelles capacités renouvelables, faciliter les échanges d'électricité entre provinces, développer les moyens de stoc-

kage en particulier le pompage-turbinage... L'entreprise promeut également l'efficacité énergétique et l'électrification des transports et du chauffage - même si le bilan climatique de ces actions est discutable compte-tenu de la dépendance du mix chinois vis-à-vis du charbon. State Grid assure enfin la récupération et le recyclage de 70 tonnes par an d'hexafluorure de sodium, un puissant gaz à effet de serre employé comme isolant dans les installations électriques de grande puissance. State Grid est par ailleurs membre de nombreux groupes internationaux et initiatives en faveur du climat et du développement durable : Global Compact, World Business Council for Sustainable Development, Global Sustainable Electricity Partnership, etc.

Sources : State Grid, 2018

ENCADRÉ 6



• **UN SECTEUR LARGEMENT CONTRÔLÉ PAR L'ÉTAT** • Les grandes entreprises du secteur électrique chinois sont très majoritairement publiques et font en général partie de la centaine d'entreprises chinoises placées sous la supervision directe de l'État au travers de la Commission de supervision et d'administration des actifs d'État. C'est le cas notamment des gestionnaires du réseau (State Grid of China et China Southern Power Grid), des cinq grands producteurs d'électricité (China Datang Corporation, China Guodian Corporation, China Huadian Group, China Huaneng Group, China Power Investment Corporation) ainsi que de l'opérateur du barrage des Trois Gorges, d'entreprises minières actives dans le domaine de l'électricité (Shenhua Group et China Resources Group) et des grands spécialistes du nucléaire (China National Nuclear Corporation, China General Nuclear Power Group et China Nuclear Engineering and Construction Group). Beaucoup de ces entreprises possèdent des filiales cotées, par exemple China Yangtze Power pour China Three Gorges Corporation.

Au total, **ces entreprises publiques sous le contrôle de l'État représentent plus des trois quarts de la production électrique chinoise**. Malgré une tendance à la libéralisation de l'économie, l'énergie est un secteur dans lequel le gouvernement chinois entend maintenir son contrôle voire l'approfondir (Cunningham, 2015).

La Chine se distingue donc, en théorie, par la subordination d'une grande partie du secteur de l'électricité à l'État. En pratique, les entreprises publiques et a fortiori leurs filiales disposent d'une certaine autonomie. Du fait de leur taille et de leurs liens historiques avec les ministères, elles peuvent même exercer une influence significative sur le régulateur et infléchir la politique énergétique chinoise (Andrews-Speed, 2010).

• **LA PLACE DE L'INITIATIVE LOCALE ET PRIVÉE** • Des entreprises privées de taille plus modeste existent, par exemple Chint Group dans la distribution d'électricité. Il existe aussi des entreprises publiques propriétés de gouvernement locaux comme Shenergy Group à Shanghai. Ces petits producteurs, en général locaux, possédaient un peu moins de 30% du parc électrique chinois en 2010 (Wang, 2012).

Ces entreprises sont peu représentées dans le nucléaire et l'hydroélectricité, elles ont par ailleurs souffert de la fermeture des centrales à charbon les moins performantes ordonnée par le gouvernement au début des années 2010 : parmi les 72 GW qui ont été mis à l'arrêt la majorité étaient la propriété d'entreprises locales. Le développement des nouvelles énergies représente donc une opportunité pour elles. Si les grandes entreprises publiques ont servi de véhicule aux investissements chinois dans l'éolien, qu'elles contrôlent donc largement, le solaire photovoltaïque est lui majoritairement privé (Bergsager, 2016).

Le solaire thermique, succès de l'initiative privée

La Chine se caractérise par un usage massif et ancien du solaire thermique domestique : avec 324 GWth, elle possède plus de 71% du parc mondial. Le pays compte près de 80 millions de ces installations qui utilisent le rayonnement solaire pour produire de l'eau chaude en général à l'échelle d'un foyer. Selon les estimations de l'Agence internationale de l'énergie, elles permettent d'éviter chaque année l'émission de 90 millions de tonnes de CO₂ (Weiss, 2018) - c'est-à-dire l'équivalent des émissions totales d'un pays comme la Colombie. Les nouvelles installations ont ralenti : elles sont passées de 44,5 GWth/an à leur maximum en 2013 à 27,7 GWth en 2017 mais la Chine continue à dominer très largement ce marché puisqu'en 2016 75% des nouvelles installations de solaires thermiques ont eu lieu dans le pays. Contrairement au solaire photovoltaïque, le solaire thermique a été développé en Chine pour répondre à des besoins locaux. La recherche a bénéficié de financements publics dans les années 80-90 mais le passage de cette technologie à la production de masse et sa très large diffusion se sont fait pratiquement sans soutien financier ou politique de l'État.

SOURCES : URBAN, 2016

ENCADRÉ 7

CONCLUSION

L'État chinois dispose d'un rôle central dans la détermination et la mise œuvre des objectifs de réduction des émissions dans le secteur électrique. Cependant ses décisions ne peuvent être comprises qu'en tenant compte de l'impulsion donnée par la société civile. De la même façon, la réalisation des objectifs est dépendante de l'action des collectivités et des entreprises - celles-ci disposant dans la pratique d'une large autonomie par rapport au pouvoir central. Si l'intervention réglementaire reste un des outils à la disposition du gouvernement chinois, la réalisation de ses ambitions climatiques va aussi largement dépendre de l'efficacité de ce dialogue entre l'État et les acteurs non-étatiques.

N'HÉSITEZ PAS À RÉAGIR À CETTE FICHE, ET À NOUS SIGNALER RAPPORTS ET DONNÉES COMPLÉMENTAIRES VIA L'ADRESSE SUIVANTE :
CONTRIBUTION@CLIMATE-CHANCE.ORG

RÉFÉRENCES

BASES DE DONNÉES :

- CAIT, Country Greenhouse Gas Emissions Data
- ENERDATA, Global Energy & CO₂ Data,
- Energie et Développement, China electricity sector data 2006-2017.
- Global CCS Institute, Projects Database,
- Janssens•Maenhout et alii (2017), Fossil CO₂ and GHG emissions of all world countries, Publications Office of the European Union.
- Platt's, World Electric Power Plants Database

RAPPORTS ET REVUES :

- Andrews•Speed (janvier 2010), The Institutions of Energy Governance in China, IFRI.
- Bai Xiangfei et alii (2017), Coal production in China : past, present, and future projections, International Geology Review.
- Bergsager et al (2016), China's State-Owned Enterprises as Climate Policy Actors, Norden.
- Center for American Progress (15 mai 2017), Everything You Think You Know About Coal in China Is Wrong.
- CREIA (aout 2016), Green power purchasing intention of chinese consumers.
- Cunningham (mars 2015), The State and the Firm : China's Energy Governance in Context, GEGI working paper.
- EDF (mai 2018), The progress of China's carbon market.
- Energie et Développement (janvier 2018), Le mix électrique chinois en 2017 : Grand bond en avant ou petits pas ?
- International Energy Agency (janvier 2017), The potential for equipping China's existing coal fleet with carbon capture and storage.
- Men (2014), Analysis and countermeasure on carbon transfer emissions in China's foreign trade, International Finance.
- National Bureau of Statistics of China (28 février 2018), Statistical Communiqué of the People's Republic of China on the 2017 National Economic and Social Development.
- State Grid of China (2018), Corporate Social Responsibility Report 2017.
- Steinhardt Christoph et al (20 novembre 2015), In the Name of the Public : Environmental Protest and the Changing Landscape of Popular Contention in China, The China Journal.
- Urban et alii (octobre 2016), Solar PV and solar water heaters in China : Different pathways to low carbon energy, Renewable and Sustainable Energy Reviews.
- Wang et al (2012), China's electricity market-oriented reform : From an absolute to a relative monopoly, Energy Policy.
- Weiss Werner et al (2018), Solar Heat Worldwide, IEA Solar Heating & Cooling Programme.
- Westman Linda (2017), Urban climate

governance in China; Policy networks, partnerships, and trends in participation.

- World Energy Council, World Energy Resources Hydropower (mars 2017).
- Xin Li et al (December 2017), China's electricity emission intensity in 2020 – an analysis at provincial level, Energy Procedia.
- Yu Feng et alii (2018), Coal power overcapacity in China : Province- Level estimates and policy implications, Resources, Conservation & Recycling.
- Yuan Jiahai et alii (2017), Will recent boom in coal power lead to a bust in China? A micro-economic analysis, Energy Policy.

PRESSES PRÉSENTATIONS :

- Bloomberg (6 mars 2013), Chinese Anger Over Pollution Becomes Main Cause of Social Unrest.
- Chinadialogue (2 mars 2015), China documentary on smog becomes an instant internet sensation.
- Chinadialogue (13 avril 2015), Thousands join demo against Guangdong coal-fired power plant.
- Chinadialogue (19 decembre 2017), Five things to know about China's national carbon market.
- Greenpeace (30 mai 2018), Dramatic surge in China carbon emissions signals climate danger.
- Reuters (12 avril 2015), Hundreds protest against pollution from south China coal plant.
- The Guardian (7 avril 2015), 2000 police used to quell pollution protest in China which left one dead.
- Worls Nuclear News (12 février 2018), China plans demonstration nuclear heating project.





Allemagne : un modèle en construction

Au tournant des années 2000, l'Allemagne s'est engagée dans une transformation de sa production d'électricité qui se poursuit aujourd'hui. Alors que la lutte contre le changement climatique nécessite une décarbonation rapide du mix électrique mondial, la transition énergétique menée par la 4^e économie de la planète constitue une des rares expériences à grande échelle sur lesquelles s'appuyer.

Rédacteur principal • THIBAUT LACONDE • *Consultant, Energie & Développement*

SOMMAIRE

1 • L'ÉVOLUTION DU SECTEUR ÉLECTRIQUE ALLEMAND

- Des émissions orientées à la baisse
- Une évolution remarquable du mix électrique

2 • UNE FORTE IMPULSION POLITIQUE

- La construction d'une alternative et d'un consensus
- L'après Fukushima

3 • LE RÔLE DE LA SOCIÉTÉ CIVILE ET DES ACTEURS INFRANATIONAUX

- Citoyens, collectivités, ONG... Le rôle de l'initiative locale
- Une intense activité académique
- La recherche d'alliance avec les acteurs économiques

4 • DE NOUVEAUX DÉFIS À RELEVER

- Vers la sortie du charbon
 - Le problème du changement d'échelle de la décentralisation énergétique
-

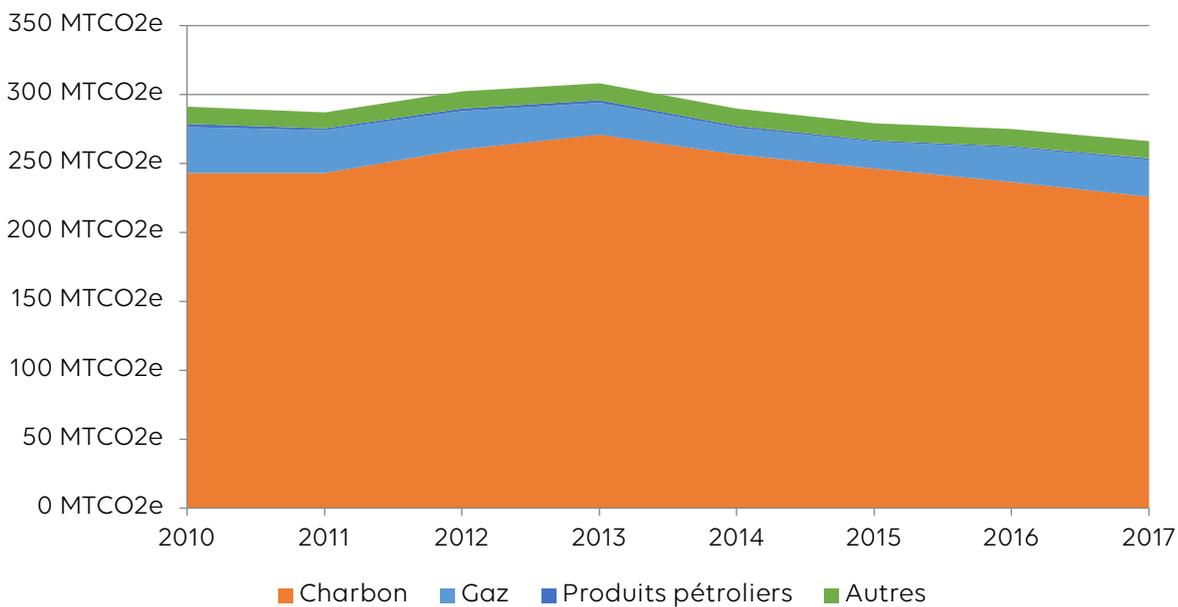


1 • L'ÉVOLUTION DU SECTEUR ÉLECTRIQUE ALLEMAND

• **DES ÉMISSIONS ORIENTÉES À LA BAISSSE** • En 2016 et 2017, les émissions liées à la production d'électricité et de chaleur en Allemagne ont reculé, respectivement de 3,9 et 8,9 millions de tonnes équivalents CO₂.

Ce recul après une hausse dans les années 2011 à 2013 est la confirmation d'une tendance de long terme à la baisse observée depuis les années 90, le rebond du début des années 2010 s'expliquant par des causes conjoncturelles : retour de la croissance après la crise de 2008 et accélération de l'arrêt de centrales nucléaires au lendemain de l'accident de Fukushima

Depuis 2013, les émissions du secteur ont recommencé à baisser à une vitesse soutenue : entre 2013 et 2017, ses émissions annuelles ont baissé de 41,4 MTCO₂eq soit 14,2 %. Cette baisse est due au recul des émissions des centrales à charbon (-45,1 MTCO₂eq/an entre 2013 et 2017) en partie compensée par une hausse dans l'utilisation du gaz (+3,7 MTCO₂eq/an). Cette substitution charbon-gaz s'est accélérée au cours des 2 dernières années.



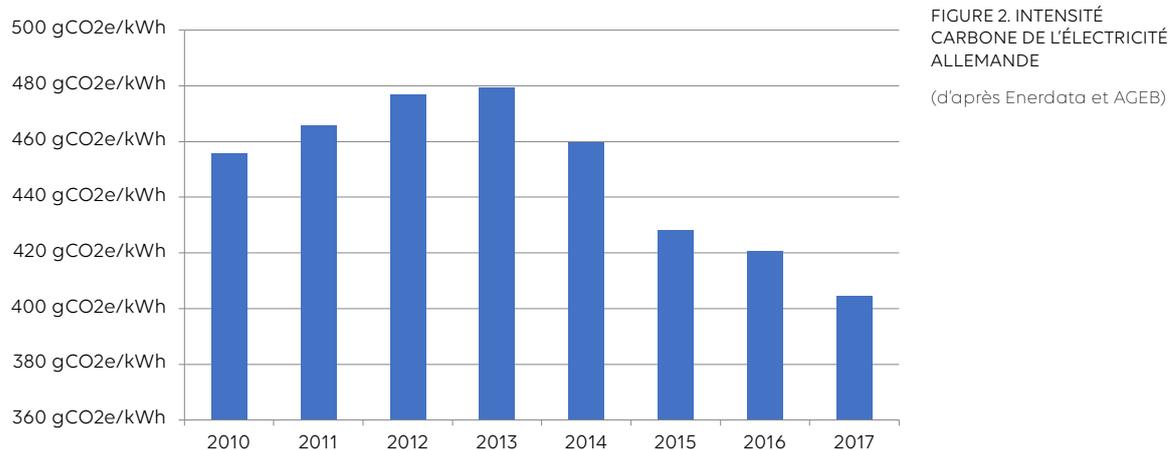
	2013	2014	2015	2016	2017
Total	306,2477	288,6509	277,6279	273,7003	264,8552
Charbon	270,9566	256,3565	246,2193	236,3306	225,8448
Gaz	23,0119	19,5899	19,3029	25,149	26,7576
Produits pétroliers	1,9132	1,3156	1,293	1,2058	1,2125
Autres	12,2792	12,7045	12,1057	12,2207	12,2528

FIGURE 1. ÉMISSIONS LIÉES À LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ET DE CHALEUR URBAINE PAR COMBUSTIBLE

(source : Enerdata)

La baisse des émissions est plus marquée si on la rapporte à la quantité d'électricité produite. En effet la production électrique allemande a fortement augmenté depuis une vingtaine d'années, passant de 576,6 TWh en 2000 à 654,8 TWh en 2017. Cette augmentation a permis à l'Allemagne, qui était importatrice d'électricité à la fin des années 90 de devenir le premier exportateur d'électricité en Europe.

Entre 2015 et 2017, la production d'électricité allemande a encore augmenté de 6,7 TWh. Par conséquent, si les émissions du secteur électrique ont baissé de 4,6% sur cette période, l'intensité carbone de l'électricité a reculé encore plus rapidement : en 2017 produire un mégawattheure d'électricité en Allemagne émettait 5,6% de CO₂ en moins qu'en 2015.



• UNE ÉVOLUTION REMARQUABLE DU MIX ÉLECTRIQUE • Cette baisse des émissions et de l'intensité carbone est importante mais elle n'est pas à la mesure de l'évolution du mix électrique allemand : celui-ci a en effet été profondément modifié au cours des deux dernières décennies.

Depuis 2000, l'Allemagne connaît un développement rapide des énergies renouvelables qui, parties de quelques pourcents, dépassent aujourd'hui un tiers du mix électrique. Cette hausse a plus que compensé la division par 3 de la part du nucléaire, permettant une baisse de 10 points de la part des énergies fossiles dans le mix électrique.

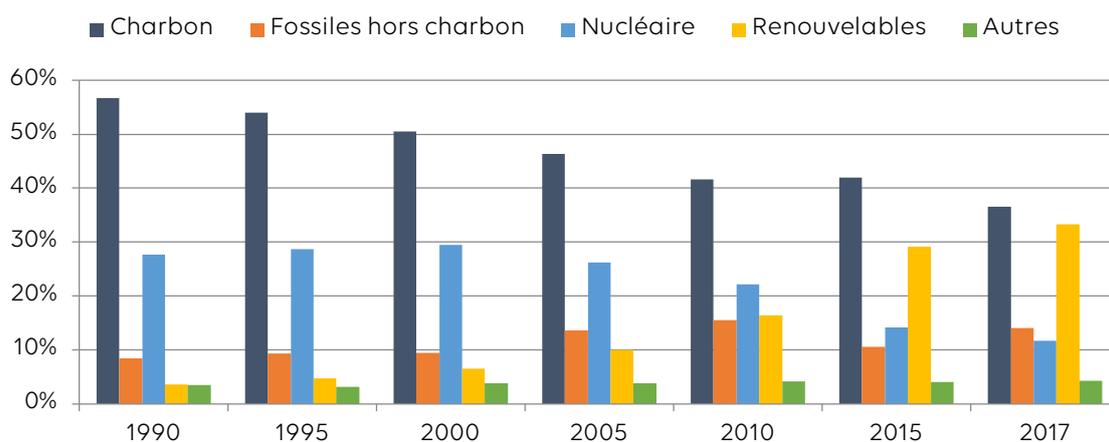


FIGURE 3. ÉVOLUTION DU MIX ÉLECTRIQUE ALLEMAND

(Source : AGEB)

Ces transformations se sont poursuivies sur la période récente. Entre 2015 et 2017, les énergies renouvelables sont passées de 29,1% à 33,3% du mix électrique, et même 40% sur les 35 premières



semaines de 2018 (Energy charts, Institut Fraunhofer). Cette progression est principalement tirée par le développement de l'éolien off-shore dont la production a plus que doublé en 2 ans.

Dans le même temps, le charbon (-5,4 points) et le nucléaire (-2,5 points) ont continué leur décline. Le recul du charbon est plus lent pour le lignite, plus polluant mais produit localement, que pour la houille, entièrement importée depuis la fermeture des deux dernières mines allemandes en 2018 : -1,3 points en 2 ans pour le lignite contre -4,1 point pour la houille. Enfin, les deux dernières années ont vu une progression rapide du gaz qui a gagné 3,6 points dans le mix électrique allemand, cette progression n'est pas entièrement nouvelle mais elle s'est brusquement accélérée en 2016.

2 • UNE FORTE IMPULSION POLITIQUE

Cette évolution du mix électrique allemand est le résultat d'une politique énergétique imaginée à partir des années 1980 et poursuivie depuis les années 2000 malgré les imprévus et les alternances politiques.

• **LA CONSTRUCTION D'UNE ALTERNATIVE ET D'UN CONSENSUS** • Dans les années 1980, le mix électrique allemand est dominé par les énergies fossiles (environ 65% dont une large majorité de charbon) et le nucléaire (environ 30%) avec une petite part de renouvelables, essentiellement hydroélectrique.

C'est à cette époque que prend forme le projet de transition énergétique que l'Allemagne met aujourd'hui en œuvre. Ce mouvement trouve son origine dans le courant anti-nucléaire, très actif dès les années 70. A milieu des années 80, celui-ci obtient un premier succès avec un moratoire sur la construction de nouveaux réacteurs. En lien avec des acteurs économiques investis dans les énergies renouvelables et une partie de l'administration, le mouvement entame alors sa mue vers un projet énergétique et politique alternatif aux positions traditionnellement pro-charbon du SPD et pro-nucléaire de la CDU/CSU (Aykut, 2015).

En Allemagne de l'est, l'environnement est au cœur de la remise en cause du modèle communiste : la Umweltbibliothek (« bibliothèque de l'environnement ») est créée par des dissidents à Berlin-Est en 1986 et démantelée l'année suivante par la Stasi. La réunification donne à l'Allemagne l'opportunité de repenser son appareil industriel. A l'est, la demande d'énergie s'effondre avec l'industrie lourde, cinq réacteurs nucléaires sont fermés et les centrales thermiques sont modernisées.

Une étape importante est franchie en 1990, lorsque le gouvernement Kohl met en place un tarif d'achat garanti et un accès prioritaire au réseau pour les énergies renouvelables. Ces principes sont les deux piliers de la transition énergétique allemande. Au tournant du millénaire, le consensus en faveur d'une sortie progressive du nucléaire devient suffisant pour être acté par la Convention du 14 juin 2000. Cet accord entre la majorité Vert-SPD au pouvoir et les quatre exploitants de centrales nucléaires, limite la quantité d'électricité qui pourra être produite par les réacteurs allemands. La fermeture du dernier d'entre eux est alors prévue pour 2020. Dans le même temps, l'Erneuerbare-Energien-Gesetz, la loi sur les énergies renouvelables, permet une accélération des nouvelles installations notamment solaires et éoliennes.

Cette politique est d'abord critiquée par la droite qui fait campagne pour « sortir de la sortie ». Mais le slogan n'est pas suivi d'effet : En 2010, alors que la CDU/CSU gouverne sans le SPD ni les Verts, l'Energiekonzept, une grande loi sur l'énergie, fixe des objectifs ambitieux pour le milieu du siècle - baisse de la consommation d'énergie primaire de 50% en 2050 par rapport à 1990, baisse des émissions de 80%, part des énergies renouvelables à 80%, etc. - et recule la fin de l'atome à 2036. Le calendrier de la sortie du nucléaire est assoupli mais son principe n'est pas remis en cause.

• **L'APRÈS FUKUSHIMA** • Ce recul de la sortie du nucléaire est éphémère : l'année suivante, la catastrophe de Fukushima pousse Angela Merkel à revoir sa copie. Dès le 15 mars 2011, quatre jours après le séisme, la loi prolongeant la durée de vie des centrales est suspendue et 7 réacteurs sont mis à l'arrêt par décret. L'Energiewende, un nouveau « paquet énergie » de 11 lois, est voté par le

Bundestag en juin 2011 à une très large majorité.

Ces textes reviennent à une sortie définitive du nucléaire en 2022 et accélèrent le processus en confirmant que les 7 réacteurs à l'arrêt plus le réacteur de Krümmel, qui connaissait des pannes à répétition, ne seront pas remis en service. Ils prévoient en outre de réduire la consommation d'électricité de 10% entre 2010 et 2020, de doubler la production renouvelable pour atteindre 35% du mix électrique en 2020 et de consacrer 3,5 milliards d'euros à la recherche sur les énergies renouvelables entre 2011 et 2014 (soit une hausse de 80% par rapport à la période précédente). Enfin, ils confirment les objectifs renouvelables et les objectifs d'émissions pour 2050.

Cette politique a un coût : 15 à 40 milliards d'euros par an soit 0,5 à 1,2% du produit intérieur brut allemand selon les sources (Agora Energiewende, 2017), supportés à 60% par les ménages. En dépit de ces investissements, l'Allemagne va largement rater ses objectifs d'émissions pour 2020 (BMU, 2017) : le pays visait 751 MTCO₂eq en 2020, soit -40% par rapport à 1990, il était encore à 905 en 2017. Cet échec n'est pas imputable uniquement au secteur électrique, qui ne représente que le tiers des émissions allemandes, mais remet tout de même en cause l'exemplarité de l'Allemagne dans ce domaine.

Quoiqu'il en soit le consensus politique autour de la transition énergétique allemande a été achevé par le revirement du principal parti de droite en 2010-2011 et reste solide - seul le parti d'extrême droite AfD fait aujourd'hui entendre une opposition à ce projet. La population quant à elle soutient très majoritairement cette politique : 93% des allemands pensent que l'Energiewende est important, seulement 8% pensent que le développement des énergies renouvelables est trop rapide et 58% pensent au contraire qu'il est trop lent. Les allemands sont optimistes sur la prochaine étape de leur transition énergétique : 63% pensent qu'il sera possible de remplacer les centrales à charbon par une production renouvelable (BDEW, 2018).

3 • LE RÔLE DE LA SOCIÉTÉ CIVILE ET DES ACTEURS INFRANATIONAUX

Malgré ces difficultés, les imprévus et les alternances politiques, l'Allemagne met en place depuis bientôt 20 ans la politique énergétique qu'elle a défini en 2000. Le mix électrique évoluant lentement, cette stabilité est indispensable à sa transformation. Elle s'explique largement par le rôle que les acteurs non-étatiques ont joué dans la conception et l'application de la politique énergétique du pays.

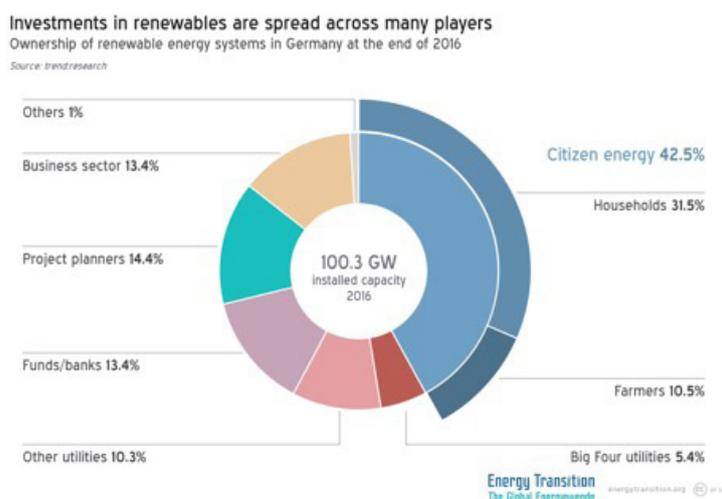


FIGURE 4. TYPOLOGIES DES INVESTISSEURS DANS LES PROJETS RENOUVELABLES ALLEMANDS

(Energy Transition)

• CITOYENS, COLLECTIVITÉS, ONG... LE RÔLE DE L'INITIATIVE LOCALE

• Ravivant une tradition de gestion locale de l'énergie, le développement des énergies renouvelables a permis l'apparition de nombreuses coopératives et une réappropriation de la production d'électricité par les consommateurs. Aujourd'hui la moitié environ des capacités renouvelables est propriété de particuliers ou d'agriculteurs contre seulement 5,4% pour les grands énergéticiens (Trend Research, 2017). Cette appropriation de la transition



énergétique par les communautés locales favorise l'acceptation des projets et permet de redistribuer une partie des coûts de la politique énergétique allemande.

L'initiative locale ne se limite pas à saisir les opportunités de développement offertes par la politique énergétique décidée au niveau fédéral, elle va souvent au-delà : de nombreuses collectivités se sont engagées à parvenir à 100% d'énergie renouvelables ou à la neutralité carbone.

La politique énergétique et climatique du Baden Wurtemberg

Situé dans le cœur industriel du sud-ouest de l'Allemagne, le land du Baden Wurtemberg est l'une des régions les plus prospères d'Europe. Il contribue pour 0,3% environ aux émissions mondiales de gaz à effet de serre. Dans sa loi de 2013 sur la protection du climat, le Baden Wurtemberg s'est fixé pour but de faire baisser ses émissions de gaz à effet de serre de 25% entre 1990 et 2020 et de 90% en 2050. Ces objectifs doivent être atteints en parallèle de la sortie du nucléaire dont le land est historiquement très dépendant : l'atome fournissait 48% de son électricité en 2010. Pour compenser la disparition du nucléaire, il vise 38% d'électricité renouvelable en 2020, dont 12% de solaire et 10% d'éolien, et 86% en 2050. Sa réglementation a été revue dans ce sens, les règles d'aménagement, par exemple, ont été assouplies afin de faciliter l'installation d'éoliennes. Pour concilier prospérité industrielle et protection du climat, l'énergie devra aussi être employée plus efficacement. L'Energiekonzept 2020, adopté par le Baden Wurtemberg en 2007, prévoit une réduction de l'intensité énergétique de l'économie locale de 2% par an. La demande d'électricité doit être stabilisée et la consommation d'énergie primaire baisser. Plusieurs initiatives ont été lancées pour y parvenir, par exemple le Zukunft Altbau pour sensibiliser les propriétaires, le chèque énergie (EnergieSparCheck) qui cofinance l'étude de l'efficacité énergétique dans le secteur résidentiel ou bien le programme KlimaschutzPLUS qui subventionne les investissements locaux dans la rénovation des bâtiments publics. En 2008, le Baden Wurtemberg a été le premier land à se doter d'une loi sur la chaleur renouvelable. Celle-ci impose une part d'énergie renouvelable dans le chauffage lors de toute rénovation de bâtiments résidentiels.

Sources : Ministerium für umwelt, klima und energie wirtschaft baden-württemberg

ENCADRÉ 1

Ces propositions ne font pas toujours l'unanimité. Dans ce cas, la société civile allemande est aussi capable de se réapproprier, politiquement et économiquement, les leviers permettant de mettre en œuvre concrètement la transition énergétique à l'échelon local.

La bataille pour le contrôle du réseau électrique berlinois

Pour vaincre la résistance de certaines entreprises et collectivités, il est parfois nécessaire de contrôler le réseau de distribution. Cette stratégie a été initiée par les « rebelles de Schönau » qui, en 1997, ont pris le contrôle de la distribution d'électricité dans un village de Forêt

Noire. Aujourd'hui, l'Elektrizitätswerke Schönau, l'entreprise créée pour l'occasion alimente plus de 30 000 foyers en énergie renouvelable. La même bataille est engagée à une toute autre échelle dans la capitale allemande. Privatisé en 1997, le réseau de distribution d'électricité de Berlin est devenu au début des années 2001 la propriété de l'électricien

suédois Vattenfall. Le Sénat de Berlin, théoriquement chargé de la régulation du réseau, a peu exercé ses compétences et la collectivité est régulièrement critiquée pour son inaction alors que le développement des énergies renouvelables nécessiterait une modernisation du réseau électrique. Au début des années 2010, le Land de Berlin était classé dernier pour l'intégration des énergies renouvelables et la capitale était encore alimentée essentiellement par 3 centrales à charbon. En réponse à cette situation, deux initiatives citoyennes se sont mises en place pour reprendre le contrôle du réseau : la Berliner Energietisch, formée à l'été 2011, et Bürger Energie Berlin, créé en décembre 2011. Poursuivant le même objectif, ces deux initiatives illustrent des moyens d'action différents à la disposition des citoyens allemands. La Berliner Energietisch est un collectif informel d'associations et de citoyens qui s'est donné pour objectif d'imposer une réglementation plus stricte au gestionnaire du réseau grâce à un référendum d'initiative populaire. Bürger Energie Berlin est une coopérative dont le but est de prendre directement le contrôle du réseau, initialement lors du renouvellement de la concession en 2014. Ces stratégies correspondent également à des modes d'engagement différents pour les citoyens :

démocratie participative dans le premier cas, économie coopérative dans le second. L'initiative de la Berliner Energietisch devait recueillir 20 000 signatures en 4 mois pour être présentée au Sénat de Berlin. Elle en a obtenu 30 000 mais le projet a été rejeté en raison de l'opposition de la CDU, majoritaire. Pour renverser cette décision 172 000 signatures étaient nécessaires, 228 000 ont été collectées, obligeant la collectivité à organiser un référendum. Celui-ci était initialement prévu le 22 septembre 2013 en même temps que les élections législatives mais il a été repoussé au 3 novembre ce qui a permis de faire échec à la proposition : bien que 83% des votants, soit 24,1% des inscrits, se soient exprimés en faveur du texte, au moins 25% des inscrits étaient nécessaires pour qu'il soit adopté. En 2014, Bürger Energie Berlin avait collecté près de 12 millions d'euros auprès de 2 500 berlinois, ce qui ne lui a permis que de faire une offre pour une participation minoritaire dans le réseau de distribution. L'appel d'offres a été remporté à nouveau par Stromnetz Berlin, filiale de Vattenfall. La bataille continue avec l'élection en 2016 d'une nouvelle majorité SPD - Die Grünen - Die Linke favorable à la remunicipalisation.

Sources : www.buerger-energie-berlin.de et Blanchet, 2014

ENCADRÉ 2

• **UNE INTENSE ACTIVITÉ ACADÉMIQUE** • La conception de la transition énergétique allemande est le résultat d'un travail de fonds réalisé en partie par des universités et des think-tanks. Dès les années 80, l'Öko-Institute, institut de recherche spécialisé dans le domaine de l'environnement et issu du mouvement anti-nucléaire, publie un livre intitulé : « Energiewende : Croissance et prospérité sans uranium ni pétrole » (Buchan, 2012).

Les organismes de recherche techniques ont joué un rôle clé dans le développement et la démonstration des technologies renouvelables. C'est par exemple l'Institut Fraunhofer qui a créé en 1987 le premier refuge de montagne européen alimenté entièrement en électricité solaire (chalet Rappenecker dans la Forêt Noire). En 1992, ce même institut a construit à Fribourg la première maison solaire non raccordée au réseau électrique, démontrant qu'une famille peut subvenir à ses besoins énergétiques domestiques à partir d'énergies renouvelables.

Aujourd'hui l'Allemagne possède quelques uns des organismes de recherche les plus influents dans le domaine de la politique énergétique : Institut Fraunhofer, Agora Energiewende, Adelphi, Potsdam Institute, etc. Ces organismes contribuent à façonner la transition énergétique allemande et à l'exporter.



• **LA RECHERCHE D'ALLIANCE AVEC LES ACTEURS ÉCONOMIQUES** • La transition énergétique allemande est indissociable de l'apparition et du développement d'entreprises spécialisées dans les nouvelles technologies de l'énergie : ces acteurs ont contribué à la conception et à la promotion du projet dans les années 1990 et ont pu changer d'échelle grâce au développement rapide de la production renouvelable à partir de 2000. La politique énergétique a ainsi eu pour effet secondaire de faire de l'Allemagne un des champions industriels du domaine : dans l'éolien terrestre, par exemple, trois des dix premiers constructeurs mondiaux sont allemands (BNEF, 2017). Elle est aussi pourvoyeuse d'emplois : en 2015, le secteur des énergies renouvelables employait plus de 300 000 allemands, deux fois plus qu'en 2004 (BMW, 2016) - raison pour laquelle les syndicats de travailleurs allemands soutiennent généralement le projet tout en restant attentifs à son effet sur le secteur des énergies fossiles.

Le rôle des syndicats

Les puissants syndicats allemands sont des parties prenantes importantes dans la transition énergétique. Ils disposent d'une influence à l'échelle nationale en raison de leur alliance traditionnelle avec le parti social démocrate mais leurs membres sont aussi souvent actifs pour mettre en œuvre la transition sur le terrain. Les syndicats allemands sont généralement favorables à la transition énergétique et aux nouveaux emplois qu'elle crée. Dès 2011, le président de l'IG BCE, syndicat de l'énergie et de mines qui compte plus de 660 000 membres, déclarait que le nucléaire n'avait pas d'avenir en Allemagne. La position des syndicats est plus ambiguë sur les énergies fossiles. En 2014, ils ont soutenu le ministre de l'énergie Sigmar Gabriel dans son opposition à une sortie rapide du charbon, déclarant

même qu'il serait acceptable pour l'Allemagne de rater ses objectifs climatiques pour 2020. D'une manière générale, les syndicats tentent de maintenir un équilibre entre l'opposition aux pertes d'emplois dans la production d'électricité conventionnelle - un secteur dans lequel ils sont bien implantés - et l'amélioration des conditions de travail dans les secteurs en forte croissance comme les énergies renouvelables ou l'efficacité énergétique. Lors de son congrès de mai 2018, la DGB, l'association des syndicats allemands qui compte via ses membres 6 millions d'adhérents, a par exemple rappelé son soutien aux objectifs de l'Accord de Paris et appelé à un « Energiewende juste » qui assure une énergie abordable pour tous et crée des emplois de qualité.

Sources : Clean energy wire

ENCADRÉ 3

Les entreprises impliquées dans la transition énergétique, depuis les grandes compagnies comme Siemens, Enercon ou SMA, jusqu'aux coopératives et aux Stadtwerke (régies municipales) en passant par d'innombrables PME et startups, contribuent à la définition des orientations politiques du pays au travers d'associations comme la Bundesverband Erneuerbare Energien (fédération des énergies renouvelables allemande), l'Agentur für Erneuerbare Energien (agence pour les énergies renouvelables) ou les syndicats des énergies éoliennes (BWE), solaire (BSW) et biomasse (BBE).

Siemens, une transition réussie à l'échelle de l'entreprise

Créé en 1847, Siemens est une des grandes entreprises allemandes actives dans le domaine de l'énergie. Dans les années 70 et 80, Siemens était un acteur important de la construction nucléaire en Allemagne et une cible régulière des opposants à l'atome. L'entreprise s'est définitivement retirée de la construction nucléaire en 2011 au lendemain de la catastrophe de Fukushima pour se tourner résolument vers les technologies vertes. Siemens s'est réorganisé pour tirer partie du développement de ces activités

en se séparant de certaines de ses branches historiques, comme le ferroviaire ou l'éclairage. Fin 2017, l'entreprise a supprimé 6 900 emplois dans sa division gaz et électricité. La même année elle a fusionné sa division éolienne avec son concurrent Gamesa pour former un géant mondial de production d'éoliennes. Siemens est également actif dans les smart grids, les véhicules électriques, l'efficacité énergétique, etc. Les produits de ce « portefeuille environnemental » représentent la moitié de ses revenus, l'entreprise estime qu'ils ont permis de réduire les émissions de gaz à effet de serre de 570 millions de tonnes en 2017, soit l'équivalent de 70 % des émissions allemandes. L'entreprise a mis en place une division dédiée au développement de start-up (Next47) et développe des projets innovants qui permettront de poursuivre le développement des énergies renouvelables en Allemagne, comme le micro-réseau renouvelable de Wildpoldsried. Ce qui ne l'empêche pas de prendre parti dans les débats sur la transition énergétique allemande, que son PDG estime « bonne sur le principe mais mal gérée » (lettre ouverte à Martin Schulz, 22 novembre 2017). L'entreprise a, par exemple, contribué officiellement à la réflexion du parti écologiste, Die Grünen, sur la sortie du charbon et, début 2018, elle a proposé d'aider la région minière de Lusace à se reconvertir vers la mobilité électrique. En 2016, Siemens a rejoint la Carbon Pricing Leadership Coalition, l'initiative de la banque mondiale en faveur d'un prix du carbone. En 2017, l'organisation Corporate Knights a distingué Siemens comme l'entreprise mondiale la plus durable, notamment pour son engagement dans les énergies renouvelables et ses propres performances énergétiques. Siemens veut atteindre la neutralité carbone en 2030, elle est le premier groupe industriel mondial à avoir pris cet engagement.

Source : Siemens

ENCADRÉ 4

Tous les énergéticiens ne sortent pas gagnants de la transition énergétique allemande. Depuis les années 1990, les quatre principaux producteurs d'électricité (RWE, Eon, EnBW et Vattenfall) se sont opposés dans la presse et devant les tribunaux au développement des renouvelables. Cela n'a cependant pas empêché le gouvernement allemand de les associer aux décisions. La sortie du nucléaire, en particulier, a été négociée avec ces quatre entreprises et l'accord a précisé la quantité d'électricité qui pourra être produite par chaque réacteur avant sa fermeture de façon à leur permettre d'anticiper et de s'adapter. Quoiqu'il en soit, l'adoption de l'*Energiewende* en 2011 a ouvert pour les grands électriciens allemands une période de crise avec de multiples réorganisations (Kunzl, 2018).

Enfin le gouvernement a veillé à préserver la compétitivité de l'industrie manufacturière qui représente presque un quart de la production du pays. Aussi bien pour la majorité de la classe politique que pour les puissantes organisations professionnelles allemandes, préserver la compétitivité des industries allemandes est vu comme une des clés du succès de la transition énergétique. Les industries intensives en énergie sont en général exemptées des surcoûts liés à la transition énergétique et profitent au contraire de la chute du prix de gros de l'électricité.

4 • DE NOUVEAUX DÉFIS À RELEVER

Malgré ses progrès la transition énergétique allemande n'est pas achevée. L'Allemagne doit relever de nouveaux défis si elle veut poursuivre la baisse de ses émissions grâce aux renouvelables et devenir un exemple à suivre.



• **VERS LA SORTIE DU CHARBON** • Malgré une baisse marquée dans le mix électrique, la part résiduelle du charbon et en particulier du lignite, plus émetteur en dioxyde de carbone, fait du mix électrique allemand un des plus émetteurs d'Europe. Un projet de sortie du charbon, comparable au projet de sortie du nucléaire adopté en 2000, est indispensable si l'Allemagne veut atteindre ses objectifs d'émissions après 2020 et maintenir sa crédibilité dans la lutte contre le changement climatique.

Le pays s'emploie à reproduire sur ce sujet la méthode employée avec succès dans les années 2000 mais le consensus politique qui a été le vrai moteur de la transition jusqu'à présent n'existe pas encore, principalement à cause du poids économique et social du charbon dans les länder défavorisés de l'est.

Bâtir un consensus sur la sortie du charbon

Une commission sur la sortie du charbon a été mise en place par le gouvernement le 6 juin 2018. Elle doit faire des propositions aux régions charbonnières en octobre et rendre en décembre des recommandations pour que l'Allemagne se rapproche de ses objectifs d'émissions pour 2020. Son rapport final attendu pour la fin de l'année, il doit contenir une feuille de route pour la sortie du charbon et fixer la date de fermeture de la dernière centrale. La commission compte 4 coprésidents, 8 représentants de ministères, 6 représentants de régions charbonnières, 3 membres du parlement et 24 personnalités qualifiées. Sa composition reflète la recherche d'un consensus le plus large possible. Elle laisse une place importante aux Länder producteurs de charbon : outre les

6 régions représentées (Rhénanie du Nord-Westphalie, Saxe, Brandebourg, Saxe-Anhalt, Basse Saxe et Sarre), d'anciens dirigeants du Brandebourg et de la Saxe font partie des quatre coprésidents et des représentants de collectivités locales dépendantes du charbon se trouvent parmi les personnalités qualifiées, par exemple président de l'association de maires de Lusace, une autre région charbonnière. Les personnalités qualifiées sont issues du monde économique (entreprises, syndicats et associations d'entreprises) et académique (un des coprésidents est une ancienne dirigeante d'Agoraenergiewende), elles laissent également une place importante aux ONG (Greenpeace, Amis de la Terre...) et à des mouvements citoyens locaux. Sources : www.cleanenergywire.org/factsheets/germanys-coal-exit-commission

ENCADRÉ 5

• **LE PROBLÈME DU CHANGEMENT D'ÉCHELLE DE LA DÉCENTRALISATION ÉNERGÉTIQUE** • L'initiative décentralisée a joué un rôle important dans la transition énergétique allemande, dont elle constitue un des aspects les plus remarquables. Mais en progressant ces modes de distribution et de production d'énergie doivent aussi accepter un rôle croissant dans le bon fonctionnement du réseau et du marché de l'électricité, de telle sorte qu'un encadrement plus strict devient nécessaire (Beermann, 2017).

Afin de réduire le coût du développement des renouvelables, la loi sur les énergies renouvelables de 2017 a remplacé l'ancien tarif de rachat garanti par un mécanisme d'enchère. Ce système complexe et compétitif présente un taux d'échec important qui peut décourager les projets portés par des non-professionnels : des données préliminaires suggèrent que le nombre de projets citoyens a chuté de 25 % (Trend Research, 2017). La loi de 2017 a par ailleurs rendu plus souple la définition des projets citoyens, ce qui semble avoir permis à certains développeurs d'obtenir ce label.

La réforme des mécanismes de soutien au renouvelable et l'institutionnalisation croissante de la production pourrait donc favoriser les grands groupes au détriment des projets citoyens et ainsi enrayer un des moteurs principaux de la transition allemande.

CONCLUSION

Il apparaît aujourd'hui très probable que l'Allemagne terminera le remplacement de la totalité de sa production nucléaire par des énergies renouvelables en 2022, réalisant dans les temps une transformation de son mix électrique planifiée à la fin des années 90. Mais ce succès n'est qu'une première étape : pour honorer ses engagements climatiques, l'Allemagne doit maintenant s'engager vers la sortie du charbon. Si elle y parvient, elle montrera que sa méthode est répliquable, renforçant son modèle de politique énergétique ambitieuse basée sur le consensus et laissant une large place à la société civile.

N'HÉSITEZ PAS À RÉAGIR À CETTE FICHE, ET À NOUS SIGNALER RAPPORTS ET DONNÉES COMPLÉMENTAIRES VIA L'ADRESSE SUIVANTE :
CONTRIBUTION@CLIMATE-CHANCE.ORG



RÉFÉRENCES

BASES DE DONNÉES :

- AGEB, Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern.
- ENERDATA, Global Energy & CO₂ Data.
- Institut Fraunhofer, Energy charts.

RAPPORTS ET REVUES :

- Agora Energiewende (2017), Energiewende 2030 : The Big Picture.
- Aykut et al. (2015), Gouverner le climat ? Vingt ans de négociations internationales, Presses de Scienc-Po.
- BDEW (17 avril 2018), BDEW-Energiemonitor 2016 : Das Meinungsbild der Bevölkerung.
- Beermann et al. (15 décembre 2017), Decentralised laboratories in the German energy transition. Why local renewable energy initiatives must reinvent themselves, Journal of Cleaner Production.
- Blanchet (mars 2015), Struggle over energy transition in Berlin : How do grassroots initiatives affect local energy policy-making?, Energy Policy.
- BMU (2017), Klimaschutzbericht 2017 : Zum Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 der Bundesregierung.
- BMWI (septembre 2016), Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland und verringerte fossile Brennstoffimporte durch erneuerbare Energien und Energieeffizienz.
- Buchan (juin 2012), The Energiewende - Germany's gamble, The Oxford Institute for Energy Studies.
- Kungl (mars 2018), Sequence and alignment of external pressures in industry destabilisation : Understanding the downfall of incumbent utilities in the German energy transition (1998–2015), Environmental Innovation and Societal Transitions.
- Rüdinger (14 mars 2017), Allemagne : pas de transition énergétique sans les citoyens, Revue Projet.
- Trend Research (décembre 2017), Eigentümerstruktur : Erneuerbare Energien.

PRESSES PRÉSENTATIONS :

- BNEF (22 février 2017), Vestas reclaims top spot in annual ranking of wind turbine makers.
- Clean Energy Wire (15 janvier 2015), Unions between embracing the new and defending the old in Energiewende.
- Clean Energy Wire (17 mai 2018), German unions call for 'just Energiewende,' fear carmaker job losses.



Canada : le long chemin vers une décarbonation totale du mix électrique

La décarbonation complète avant 2050 de sa production d'électricité est nécessaire pour que le Canada puisse tenir ses engagements climatiques. Les centrales électriques à combustibles fossiles ont émis 79 mégatonnes de CO₂eq (dioxyde de carbone équivalent) en 2015, ce qui représente 10,9 % des 722 Mt des émissions totales de GES du Canada¹. Ce pays est pourtant le deuxième producteur d'hydroélectricité au monde, derrière la Chine et au même niveau que le Brésil. Les réservoirs hydroélectriques du Canada peuvent fournir des services d'équilibrage pour permettre une meilleure intégration de l'énergie éolienne et solaire au réseau électrique. La géothermie et la biomasse présentent également des potentiels significatifs que ce soit pour la production d'électricité ou de chaleur. Les nouvelles énergies renouvelables facilitent par ailleurs une décentralisation progressive des systèmes électriques canadiens, ce qui ouvre de nouvelles opportunités autant pour les entreprises publiques et privées que pour les initiatives citoyennes.

Rédacteur principal • GERMÁN BERSALLI • *Chercheur, Univ. Grenoble Alpes, CNRS, INRA, Grenoble INP, GAEL*

SOMMAIRE

- 1 • LA DÉCARBONATION PROGRESSIVE DU MIX ÉLECTRIQUE**
- 2 • DES POLITIQUES FÉDÉRALES ASSEZ AMBITIEUSES MAIS ENCORE INSUFFISANTES**
- 3 • LE RÔLE CENTRAL DES COLLECTIVITÉS CANADIENNES**
- 4 • UNE INDUSTRIE FORTEMENT CONCENTRÉE FACE À DE NOUVELLES ENTREPRISES INNOVANTES**
- 5 • LES MÉDIAS, LES USAGERS ET LA DIMENSION SOCIALE DE LA TRANSITION : L'EXEMPLE DES RÉSEAUX INTELLIGENTS.**

1 - Environnement et changements climatiques Canada, 2017



1 • LA DÉCARBONATION PROGRESSIVE DU MIX ÉLECTRIQUE

Du fait de sa géographie et de son climat très rigoureux, le Canada figure parmi les pays à plus haute consommation d'énergie par habitant² de la planète. Avec 17 tCO₂/capita en 2017 (émissions dues à la combustion d'énergie), il est également l'un des plus hauts émetteurs par habitant, juste en-dessous des États-Unis et de l'Australie mais, plus du double de l'UE (données d'ENERDATA, 2018).

Ce secteur est leader des efforts de décarbonation de l'économie canadienne et contraste avec d'autres secteurs comme le transport. Après avoir atteint un pic entre 2000 et 2002, les émissions de CO₂ dues à la production publique d'électricité et de chaleur présentent une tendance à la baisse. **La diminution de la production d'électricité à partir du charbon et du pétrole, parallèlement à l'augmentation de la production d'énergie hydroélectrique, éolienne et dans une moindre mesure nucléaire, expliquent ainsi la diminution de 31% des émissions du secteur entre 2007 et 2017 (figure 1).** Ce mouvement a été fortement porté par l'Ontario qui a achevé la fermeture de ses centrales électriques alimentées au charbon en 2014 (Division des Inventaires et rapports sur les polluants du Canada, 2018). La hausse de 2,6% en 2017 s'explique d'ailleurs par une augmentation forte de la consommation d'électricité (7%)³ et par l'augmentation concomitante de la production (7%) au moyen des centrales à gaz.

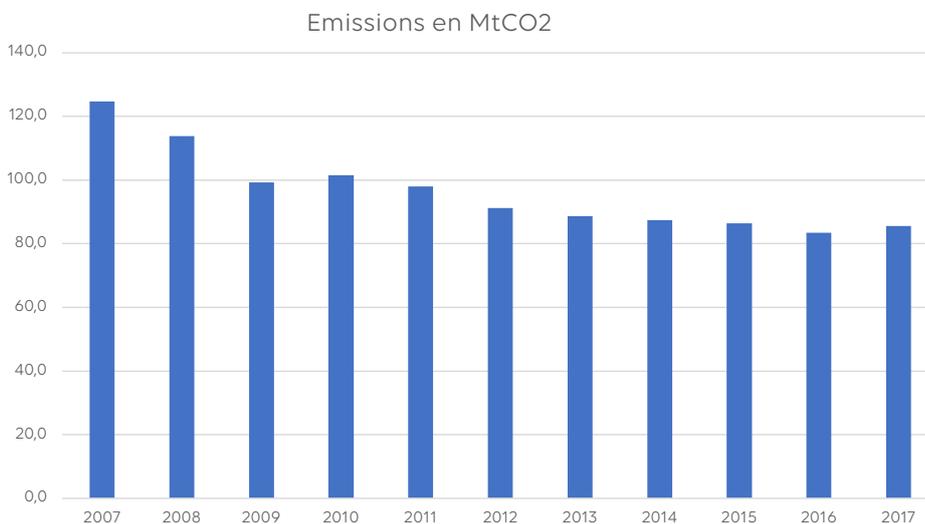


FIGURE 1. ÉMISSIONS DE CO₂ DE LA PRODUCTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ ET DE CHALEUR

Source : construction de l'auteur à partir des données d'ENERDATA.

Le déclassement des vieilles centrales thermiques et l'ajout de capacité renouvelable a porté la part des énergies vertes dans la production d'électricité du Canada de 63% en 2015 à 64,7% en 2017. Sur la même période, la part des énergies renouvelables autres qu'hydroélectriques est passée de 6,3% à 7,9%. Cela s'explique par l'énergie éolienne qui a bondi de 26 060 GWh en 2015 à 35 995 GWh en 2017, et dans une moindre mesure par le solaire qui a évolué de 2 900 GWh à 4 430 GWh. L'électricité produite à partir du charbon a diminué (de 65 943 GWh à 63 706 GWh) tandis que celle produite à partir du gaz a augmenté (de 56 408 GWh à 62 763 GWh) et celle à base de pétrole est restée stable. **L'hydroélectricité demeure clairement la principale source avec 349 664 GWh en 2015 et 371 164 GWh en 2017 tandis que le nucléaire diminue légèrement de 101 423 GWh en 2015 à 99 343 GWh en 2017.**

2 - En 2017, la consommation d'énergie était de 7,84 tep/capita et celle d'électricité 15,6 MWh/capita, parmi les plus élevées au niveau mondial.

3 - Les raisons de cette hausse ne sont pas encore complètement établies, mais cela serait associé à une accélération de la croissance économique qui aurait atteint les 3% en 2017 ainsi qu'à des facteurs climatiques.

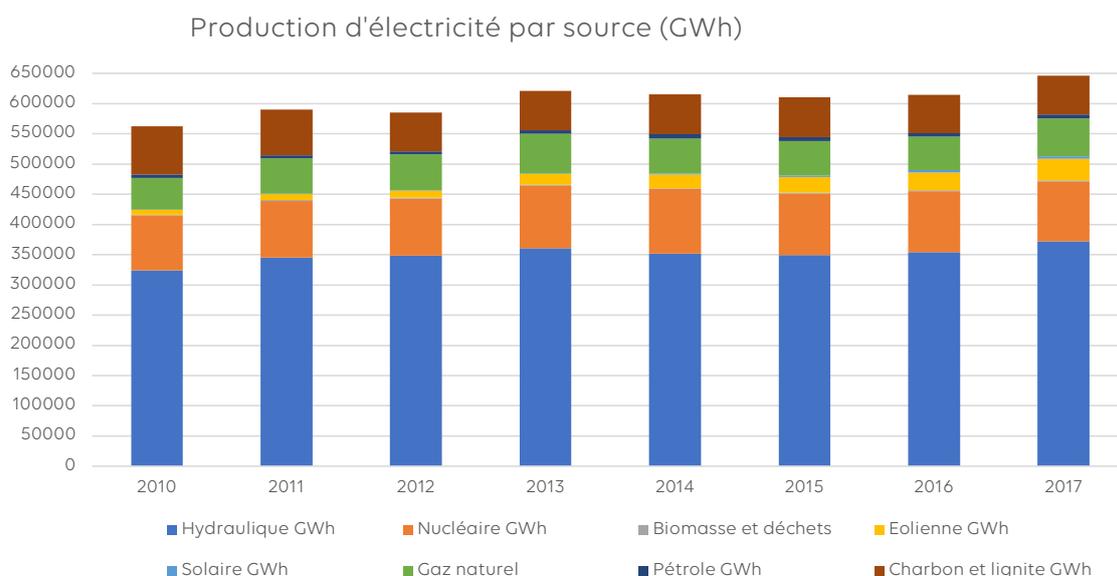


FIGURE 2. ÉVOLUTION DU MIX ÉLECTRIQUE CANADIEN

Source : construction de l'auteur à partir des données d'ENERDATA

Cette évolution du mix énergétique permet de placer l'intensité carbone de la production d'électricité publique au Canada (Emissions de CO₂ par kWh produit) bien au-dessous de la moyenne mondiale (figure 3). Une décarbonation profonde implique d'atteindre une intensité carbone proche de zéro rapidement, en même temps que l'usage de l'électricité se diffuse à d'autres secteurs fortement carbonés comme le transport.

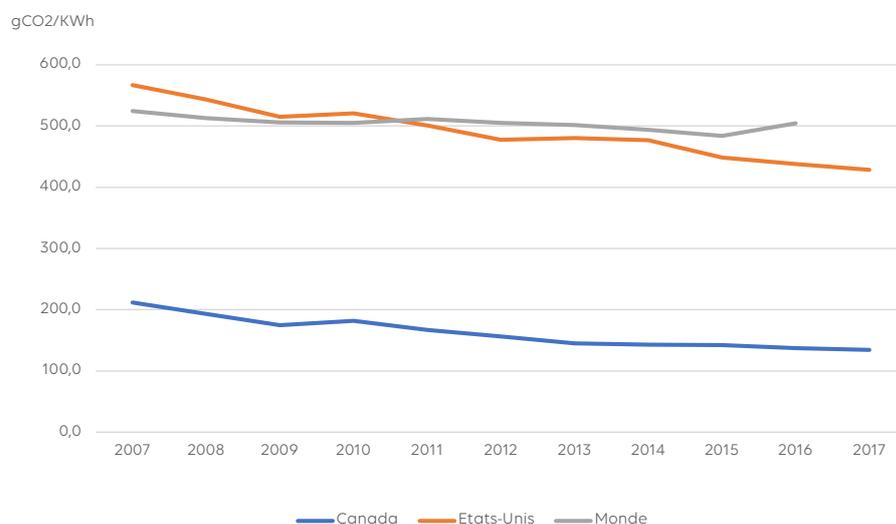


FIGURE 3. INTENSITÉ CARBONE DU MIX ÉLECTRIQUE

Source : construction de l'auteur à partir des données d'ENERDATA

2 • DES POLITIQUES FÉDÉRALES ASSEZ AMBITIEUSES MAIS ENCORE INSUFFISANTES

Selon les termes de l'Accord de Paris, le Canada s'est engagé à réduire ses émissions de GES de 30 % sous les niveaux de 2005 d'ici 2030, une cible qui équivaut à 523 MtCO₂eq annuel, soit une baisse de 28 % par rapport à 2015, les émissions de GES totales au Canada étant de 722 Mt CO₂eq cette année-là.

4 - Voir par exemple le reportage suivant : www.cbc.ca/news/canada/carbon-tax-canadians-cost-prices-1.4753664



En 2016, le Canada a publié le « Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques » dont l'élément central est **un plan obligatoire de tarification du carbone, qui exige que toutes les provinces et territoires canadiens mettent en place soit un système de plafonnement et d'échange de permis, soit un système fondé sur les prix, comme une taxe sur le carbone**. Par la suite, la conformité des systèmes de tarification proposés par les provinces et territoires à la norme fédérale sera évaluée, pour une entrée en vigueur en 2019. Un prix plancher fédéral entrera également en vigueur le 1^{er} janvier 2019 à 20 \$CAN/tCO₂eq (15 \$US/tCO₂eq) pour les provinces n'ayant pas proposé de système ou une valeur minimum suffisante. Ce prix de référence augmentera graduellement jusqu'à 50 \$CAN/tCO₂eq d'ici 2022 (Climate Action Tracker, 2018).

Taxe carbone et « carbon dividend ».

La taxe fédérale sur le carbone a suscité un fort débat au Canada⁴, notamment dû aux incertitudes qui portent sur son impact sur l'économie et le revenu des ménages. D'un autre côté, cette loi sur la tarification des émissions de GES oblige le gouvernement fédéral à transférer tous les revenus générés par cette tarification à la province ou au territoire d'où ils proviennent, sous la forme de paiements aux gouvernements provinciaux ou plutôt comme le suggère le gouvernement fédéral directement aux particuliers et aux entreprises. Cette approche consistant à taxer le carbone puis le retransférer directement aux ménages sous la forme de « dividendes » est appelée « *fee and dividend* » ou « *carbon dividend* » et a été popularisée aux États-Unis par des associations telles que le *Citizens Climate Lobby* et le *Climate Leadership Council*. Une étude récente montre qu'en moyenne les ménages pourront recevoir davantage d'argent que ce qu'ils ont payé via la taxe (Sawyer, 2018), ce qui n'a pas suffi pour convaincre l'ensemble des provinces canadiennes. Ainsi, l'Ontario et la Saskatchewan se sont fortement opposés à l'initiative du gouvernement fédéral et ont entamé des actions judiciaires pour remettre en cause la compétence juridique du gouvernement fédéral pour imposer une telle taxe. A l'inverse, quatre provinces avaient déjà mis en place un système de prix du carbone – la Colombie-Britannique et l'Alberta (taxes sur le carbone) et le Québec et l'Ontario (système de permis d'émissions).

ENCADRÉ 1

Le Cadre pancanadien propose également des mesures complémentaires pour réduire davantage les émissions dans l'ensemble de l'économie, tout en accélérant l'innovation et la création d'emplois. Le Fonds pour une économie à faibles émissions de carbone (FEFEC) met à disposition 2 milliards de dollars canadiens (1,34 milliard d'euros) pour appuyer la mise en œuvre du Cadre dans les territoires. 70% de ce Fonds aidera les provinces et territoires à atteindre les objectifs qu'ils se sont fixés dans le Cadre, et 30% sont dédiés à tous les acteurs de la société canadienne (provinces et les territoires, les municipalités, les gouvernements et les organisations autochtones, les entreprises et les ONGs) pour réaliser des projets innovants. Par ailleurs, à l'automne 2017 le Canada a cofondé la *Powering Past Coal Alliance* afin d'accélérer l'élimination de l'électricité produite au charbon. En février 2018, le ministre de l'Environnement et des Changements Climatiques a annoncé des modifications aux règlements existants et vise la fin de l'électricité produite à partir du charbon d'ici 2030, ainsi qu'une révision des standards pour l'électricité produite à partir du gaz naturel (Environnement et Changements climatiques Canada, 2018).

5 - Voir : www.nrcan.gc.ca

Malgré tout, les engagements du Canada vis-à-vis de l'Accord de Paris sont considérés « *hautement insuffisants* » par les ONGs et les universitaires : *“Commitments with this rating fall outside the fair share and are not at all consistent with holding warming to below 2°C let alone with the Paris Agreement’s stronger 1,5°C. If all government targets were in this range, warming would reach between 3°C and 4°C”* (Climate Action Tracker, 2018). **De même, il existe une tension fondamentale entre les objectifs climatiques du Canada et sa place sur le marché des hydrocarbures :** *“Implicit in the national discourse about the intersection of our historically resource-based economy and the challenge of decarbonization is the message that Canadians do not have to make choices : we can decarbonize domestically while still benefiting from the global market for conventional and non-conventional fossil fuels. Extensive citizen dialogues as part of the Generation Energy process⁵, however, challenge the logic and wisdom of this assumption”* (Burch, 2018).

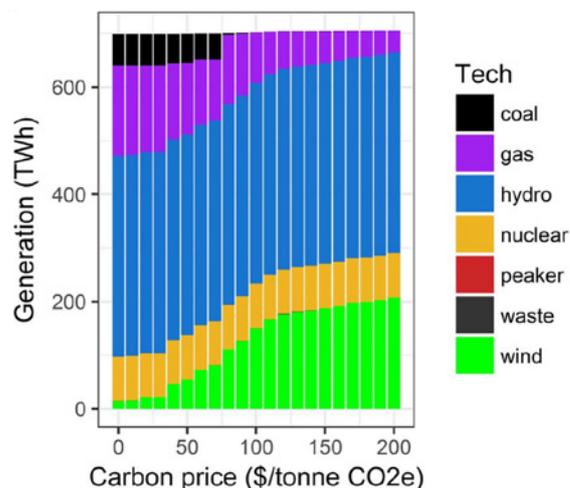


FIGURE 4. PRODUCTION ANNUELLE D'ÉLECTRICITÉ DU CANADA SELON LE SCÉNARIO DE PRIX DU CARBONE

Source : Dolter et Rivers (2018)

Tarifification carbone et développement éolien.

Plusieurs études montrent que le potentiel technique et économique important de l'énergie éolienne au Canada pourrait permettre d'accélérer la décarbonation profonde de sa production électrique à moindre coût (Dolter et Rivers, 2018 ; GE, 2016). Le Canada compte plusieurs régions où la vitesse annuelle moyenne des vents à une altitude de 50 mètres atteint 7 m/sec ou plus, comprenant les plaines du sud de l'Alberta et du Saskatchewan, le sud de l'Ontario et le nord du Québec. Les réservoirs hydroélectriques peuvent fournir des services d'équilibrage pour permettre une meilleure intégration de l'énergie éolienne et éventuellement solaire au réseau électrique. Ce potentiel peut être appuyé par une tarification carbone, les auteurs constatent ainsi qu'un prix du carbone de 50 \$/tonne de CO₂eq (prévu en 2022) pourrait réduire les émissions de GES dans le secteur de l'électricité de 20 à 21% par rapport à 2005. Nonobstant, si le Canada veut décarboner considérablement le secteur

de l'électricité d'ici 2030, le prix du carbone devra continuer d'augmenter au-delà de 2022. La composition optimale de la production d'électricité au Canada change à mesure que le prix du carbone augmente. Les investissements dans l'énergie éolienne offrent un moyen peu coûteux de réduire les émissions et sont de plus en plus attractifs à des prix du carbone plus élevés (fig. 4). Avec 200 \$/tonne de CO₂eq, l'éolien constitue près de 30% du mix de production optimal. Dans les scénarios de décarbonation à 100%, l'éolien représente 35% de la production lorsque le commerce d'électricité entre les provinces est possible et 33% lorsqu'il ne l'est pas. Ces niveaux de pénétration de l'énergie éolienne sont comparables aux 35% de la production que l'étude GE (2016) a jugé techniquement faisables. L'étude souligne également la pertinence d'un échange accru d'électricité entre les provinces canadiennes (d'est à ouest) afin de faciliter l'équilibre du système électrique confronté à la variabilité de l'énergie éolienne.

ENCADRÉ 2



3 • LE RÔLE CENTRAL DES COLLECTIVITÉS CANADIENNES

Les centrales hydroélectriques sont une source d'énergie importante de production d'électricité au Québec, à Terre-Neuve-et-Labrador, au Manitoba et en Colombie-Britannique. Les provinces qui dépendent du charbon et du gaz naturel comprennent la Saskatchewan, la Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick et l'Alberta. Géographiquement, chacune des provinces où l'électricité est produite à partir de combustibles fossiles est adjacente à une province hydroélectrique. **Toutefois, le réseau de transport existant ne permet qu'un nombre limité d'interconnexions interprovinciales est-ouest, ce qui limite le commerce d'électricité entre les provinces et donc l'intégration des EnR.** La figure 5 ci-après montre les bouquets électriques très contrastés de deux provinces limitrophes.

Les provinces canadiennes disposent de compétences fortes en matière environnementale et certaines ont été très actives en matière de tarification carbone. Ainsi, la Colombie-Britannique, le Québec, l'Ontario et l'Alberta avaient introduit différents dispositifs de tarification carbone. Elles ont également mis en œuvre divers dispositifs de soutien au déploiement des énergies propres pour la production d'électricité (voir encadré 2).

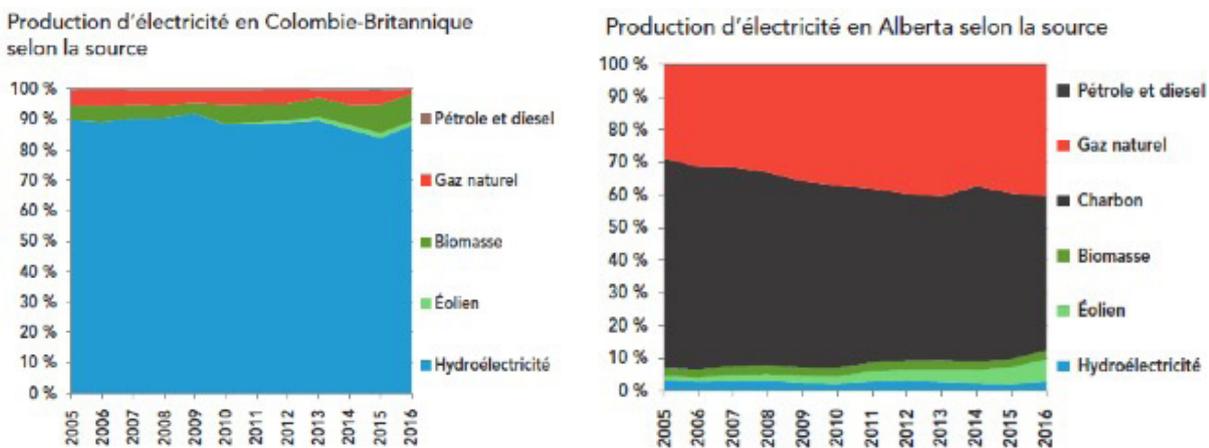


FIGURE 5. ÉVOLUTION DU MIX ÉLECTRIQUE DE L'ALBERTA ET DE LA COLOMBIE-BRITANNIQUE

Source : Office national de l'énergie 2017

Aussi, plusieurs villes canadiennes comme Toronto, Vancouver, London, Edmonton et Windsor ont fixé des objectifs et ont mis en place des actions d'atténuation, notamment pour la production locale d'électricité (ou électricité et chaleur) localement et à partir d'énergies renouvelables.

Les provinces en action

Le « Premier rapport annuel de synthèse » du « Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques » a été publié en décembre 2017. Il relève des actions concrètes mises en œuvre par les provinces canadiennes durant 2017.

- « Le Terre-Neuve-et-Labrador continue de travailler à l'achèvement du projet hydroélectrique de Muskrat Falls. Lorsqu'il sera terminé, 98% de l'électricité de la province proviendra de sources renouvelables. Les surplus seront exportés en Nouvelle-Écosse et ailleurs. La

Holyrood Thermal Diesel Generating Station, qui génère plus d'un million de tonnes d'émissions de GES par année, sera déclassée ».

- « Les Territoires du Nord-Ouest ont installé 55 kilowatts d'énergie solaire avec un générateur à vitesse variable efficace dans la collectivité d'Aklavik, effectuent des travaux de conception pour des éoliennes à grande échelle à Inuvik et testent la production combinée de chaleur et d'électricité à petite échelle à partir de la biomasse à Fort Simpson pour réduire l'utilisation du diesel dans ces communautés autochtones éloignées et hors réseau ».

- « **L'Île-du-Prince-Édouard** est l'un des chefs de file mondiaux dans le domaine du développement de l'énergie éolienne. L'énergie éolienne répond à vingt-quatre pour cent des besoins en électricité de l'Île-du-Prince-Édouard et prévoit une expansion future en 2020 et en 2030 ».
- « **L'Alberta** a annoncé la Renewable Electricity Act et lancé un programme d'électricité renouvelable visant la création d'une capacité de production d'électricité renouvelable de 5 000 mégawatts d'ici 2030. La province a également annoncé 35 millions de dollars visant à financer des initiatives de leadership en matière de changement climatique, notamment des projets d'énergie solaire et

renouvelable dans les communautés des Premières Nations et de la Nation métisse ».

- « **Le Québec** a annoncé un plan d'action pour sa politique énergétique 2030 dans laquelle il s'engage à augmenter sa capacité de production d'énergie renouvelable de 25%. Cette province a créé également Transition énergétique Québec (TEQ) pour soutenir, stimuler et promouvoir la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques, et pour couronner la mise en œuvre de tous les programmes et mesures nécessaires pour atteindre ses objectifs énergétiques ».

Source : Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques (2017).

ENCADRÉ 3

En 2012, en partenariat avec Toronto Hydro, la ville capitale de l'Ontario a lancé la première phase d'un programme qui permettra d'équiper les immeubles appartenant à la ville de panneaux solaires photovoltaïques (PV). La première phase du programme de tarifs de rachat garantis a été achevée en juin 2014 et la deuxième phase en 2016, ce qui a donné lieu à l'installation de 20 systèmes solaires PV sur les toits des installations de la ville, totalisant une puissance installée de 2,5 MW. Sur une base annuelle, les phases 1 et 2 combinées permettent de réduire les émissions de GES d'environ 147 tonnes et génèrent plus de 3 300 mégawatts (MWh) d'électricité, ce qui équivaut à la consommation d'environ 280 ménages. En octobre 2016, Toronto a amorcé la troisième phase du programme FIT, qui se traduira par l'installation de plus de 40 systèmes solaires PV pour une puissance installée totale de 6,0 MW. Ces installations produiront environ 7 800 MWh d'électricité par an - ce qui équivaut à peu près à la consommation de 350 ménages - et réduiront d'environ 353 tonnes les émissions de GES chaque année.

La ville de Vancouver, est reconnue internationalement comme l'une des villes les plus écologiques de la planète. La capitale de la Colombie-Britannique a une longue histoire de soutien à l'action climatique, des rapports Clouds of Change en 1990 au Plan d'action communautaire sur le changement climatique en 2005 et au Greenest City 2020 Action Plan en 2011, et maintenant la Renewable City Strategy and Plan. Ce plan, dont l'objectif consiste à arriver à une ville 100% alimentée par les énergies renouvelables avant 2050, cible les bâtiments, le transport, les déchets ainsi que des opportunités transversales, mais aussi la diminution de la consommation d'énergie. Les résultats de l'avancement du plan sont publiés annuellement⁶. Par ailleurs, la ville s'est fortement opposée à l'amplification de l'oléoduc TransMountain entre Edmonton et Burnaby, récemment relancé par le gouvernement fédéral. "*Vancouver's path to be the greenest city in the world started decades ago. Thanks to the passion of the people who choose to call Vancouver home, it will continue long after 2020*" (Greenest City 2020 Action Plan Part Two : 2015-2020).

6 - <https://vancouver.ca/files/cov/greenest-city-action-plan-implementation-update-2017-2018.pdf>



Des réacteurs nucléaires modulaires pour le Nouveau-Brunswick, un choix durable ?

Le gouvernement du Nouveau-Brunswick a signé un accord avec la société américaine qui cherche à développer de petits réacteurs modulaires dans cette province de l'est canadien. Grâce à la centrale Point-Lepreau, le nucléaire joue depuis les années 1980 un rôle significatif dans la production d'électricité du Nouveau-Brunswick. Le gouvernement provincial soutient fortement la recherche scientifique pour le développement de petits réacteurs nucléaires qui sont perçus par certains acteurs comme une solution de décarbonation mais restent très critiqués par d'autres acteurs.

D'une superficie de 72 908 km² et d'une population de 747 101 hab. (2016), le Nouveau-Brunswick est l'une des plus petites provinces canadiennes. Elle a produit son électricité à partir de sources variées en 2016 et 29,9 % d'entre elles étaient renouvelables. Cependant, le pourcentage encore élevé du charbon (20,7 %) explique dans une grande partie que l'intensité des GES pour la production d'électricité, à 280 g de GES par kWh soit le double de la moyenne canadienne (Office national de l'énergie, 2017). À la suite de l'accord avec le gouvernement provincial, Advanced Reactor Concepts (ARC) a annoncé un investissement de 5 millions de dollars dans des activités de R&D au Nouveau-Brunswick et ouvrira un bureau à Saint-Jean afin de développer des réacteurs d'une capacité de 100 MW. Cette entreprise cherche à mettre au point et à commercialiser un réacteur à conception métallique refroidi au sodium. Elle utilise notamment la technologie de GE Hitachi Nuclear Energy. Le réacteur de son entreprise pourrait être commercialisé dès 2028. Le gouvernement provincial n'investira pas d'argent dans ce projet précis, mais il a annoncé récemment un financement de 10 millions de dollars canadiens dans un groupe de recherche nucléaire formé par la Société de solutions énergétiques du Nouveau-Brunswick, partenaire du projet⁷.

Selon ARC, ce nouveau type de réacteurs présente plusieurs avantages. D'une part, les composants modulaires du réacteur font en sorte qu'il peut être expédié en pièces détachées sur un site d'assemblage et mis en service rapidement. D'autre part, il pourrait servir à des usages non traditionnels comme dans des usines de dessalement de l'eau de mer et dans des sites d'extraction de gaz de schiste. Cependant, ces nouveaux accords en faveur du nucléaire ont reçu des fortes critiques de divers ONGs et de groupes politiques, comme le Parti vert du Nouveau-Brunswick⁸. Ils mettent en avant les risques d'accidents, le problème toujours présent des déchets radioactifs, le caractère non renouvelable de ces ressources ou encore son coût élevé.

ENCADRÉ 4

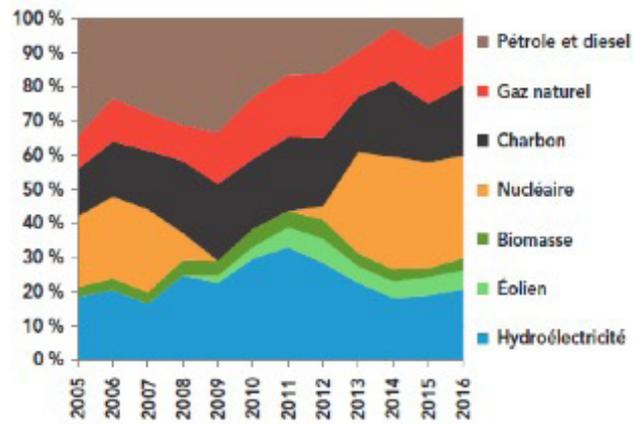


FIGURE 6. PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ AU NOUVEAU-BRUNSWICK

7 - ICI.Radio-Canada.ca, 9/07/2018, De la recherche sur de petits réacteurs nucléaires au Nouveau-Brunswick.

8 - Acadienouvelle, 10/07/2017. Minicentrales nucléaires : une « folle aventure » à éviter

4 • UNE INDUSTRIE FORTEMENT CONCENTRÉE FACE À DE NOUVELLES ENTREPRISES INNOVANTES

Le secteur électrique canadien est organisé autour des entreprises publiques provinciales. En effet, les provinces disposent d'une compétence constitutionnelle en matière de ressources naturelles. Le processus de libéralisation partielle des marchés des années 1990 a modifié certains paramètres de l'industrie, par exemple la séparation fonctionnelle entre les activités de production, de transport et de distribution de l'électricité. La plupart des gouvernements provinciaux sont toujours directement impliqués dans le marché de l'électricité en tant qu'exploitants d'une partie plus ou moins importante du réseau électrique.

Un certain nombre de municipalités exploitent des réseaux de distribution locaux sur leurs territoires. Certaines entreprises municipales, comme EPCOR à Edmonton, sont d'importants acteurs dans la production d'électricité, sous leur raison sociale ou par leur contrôle de compagnies cotées en bourse.

Au cours des dernières années, la déréglementation partielle ou complète des ventes de gros d'électricité a créé un certain nombre de producteurs indépendants, qui construisent et exploitent des centrales électriques et qui vendent leur production à long terme — par le biais de contrats pouvant durer jusqu'à 35 ans — ou dans les marchés d'électricité, lorsque de tels marchés existent.

Les principales entreprises du secteur sont regroupées dans l'Association canadienne de l'électricité qui existe depuis 1891. Cette association publie un rapport annuel *Sustainable Electricity* qui évalue les avancements du secteur en matière de soutenabilité économique, sociale et environnementale. Parmi les initiatives menées par les entreprises du secteur en 2016-2017, nous pouvons évoquer :

- **Capital Power réduit la consommation de charbon et les émissions de CO₂ grâce à la biomasse renouvelable.** La société privée Capital Power poursuit activement la co-combustion de la biomasse (déchets de bois) avec le charbon à sa centrale Genesee, située à l'ouest d'Edmonton. C'est la première fois qu'un essai de cette ampleur a été réalisé au Canada, avec la co-combustion de biomasse ligneuse et de charbon dans une centrale électrique. L'intégration de la biomasse dans le mix de combustibles à Genesee pourrait potentiellement réduire la consommation de charbon jusqu'à 30%.

- **Nova Scotia Power s'est concentrée sur le développement de l'énergie renouvelable au cours des dix dernières années.** Nova Scotia Power a triplé sa production d'énergie renouvelable à 28% grâce à la biomasse et l'énergie éolienne, et a réduit ses émissions de GES de plus de 30%. Il est en voie d'atteindre une réduction de 58% des émissions, par rapport aux niveaux de 2005, d'ici 2030, une performance près de deux fois supérieurs aux objectifs nationaux. Une réduction importante des émissions de GES est attendue une fois que la Nouvelle-Écosse sera reliée par la mer à l'installation hydroélectrique en construction à Muskrat Falls, au Labrador.

- **Alectra et Enbala travaillent ensemble sur la gestion de mini-réseaux électriques intelligents.** Alectra fournit la technologie avancée nécessaire pour assurer la stabilité opérationnelle des réseaux électriques en exploitant la puissance de l'énergie distribuée. La plateforme d'équilibrage d'énergie en temps réel d'Enbala offre une approche extrêmement souple pour créer des ressources énergétiques contrôlables et distribuables à partir de charges flexibles, de stockage d'énergie (y compris les véhicules électriques) et de sources d'énergie renouvelables. En 2013, Alectra a mis en œuvre un projet de micro-réseau novateur à Vaughn, en Ontario, pour relever le défi du renouvellement des actifs des réseaux de distribution d'électricité à grande échelle et démontrer que les EnR peuvent répondre efficacement à la demande croissante d'électricité.

En ce qui concerne le développement de la géothermie, le Canada est en retard vis-à-vis de l'énorme potentiel existant pour la production de chaleur et d'électricité, surtout dans l'ouest du pays. Des entreprises du secteur ainsi que des représentants politiques des provinces de l'ouest

9 - Voir : [//ici.radio-canada.ca/nouvelle/1023713/geothermie-reconvertir-puits-petrole-orphelins-budget](http://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1023713/geothermie-reconvertir-puits-petrole-orphelins-budget)



canadien⁹ soulignent que les expertises et les compétences de l'industrie pétrolière peuvent être utilisées dans l'avancement des projets de centrales géothermiques. Parmi les dernières initiatives figure celle d'une centrale proche de la ville d'Estevan menée par l'entreprise *DEEP Earth Energy Production* qui avait réalisé plusieurs tests concluants depuis 2014. Elle prévoit de creuser les premiers puits dès le mois de juin 2018. La Saskatchewan abrite dans la région d'Estevan des aquifères sur lesquelles DEEP conduit ses opérations géothermiques. Ils contiennent une nappe souterraine de saumure - de l'eau extrêmement salée - conservée sous une roche perméable, à 3 kilomètres de la surface. Pour en tirer de l'énergie ou de la chaleur géothermique, il suffit de puiser cette eau à température élevée (120 degrés Celsius), puis de la faire passer dans une turbine qui en extraira de la chaleur ou de l'énergie. L'eau refroidie est ensuite réintroduite dans l'aquifère. Elle se réchauffe rapidement au contact de la roche sur son trajet vers les profondeurs (Source : *DEEP Earth Energy Production*). La société d'État saskatchewanaise *SaskPower* a signé au printemps 2017 un contrat d'achat d'électricité avec DEEP, qui pourrait produire 5 mégawatts par centrale. Une seule centrale pourra alors alimenter 5000 maisons en électricité. DEEP prévoit en bâtir plus d'une dizaine.

5 • LES MÉDIAS, LES USAGERS ET LA DIMENSION SOCIALE DE LA TRANSITION : L'EXEMPLE DES RÉSEAUX INTELLIGENTS

Les défis d'une transition vers une économie à faible émission de carbone sont en grande partie d'ordre social et politique plutôt que technique (Burch, 2018). Sa concrétisation nécessite, d'une part, des politiques volontaristes à différents niveaux et, de l'autre, un comportement proactif des citoyens. D'autres acteurs comme les médias ou les ONG jouent également un rôle important comme intermédiaires mais aussi formateurs de l'opinion publique sur ce sujet. Connus depuis plusieurs années, les réseaux intelligents (*smart grids*) constituent un exemple révélateur du rôle des usagers et des médias dans la transition énergétique parce qu'ils comportent des technologies susceptibles d'affecter directement notre vie quotidienne.

Ces dernières années, plusieurs équipes de recherche en science sociales se sont concentrées sur l'analyse de l'implantation assez difficile des réseaux intelligents au Canada et aux États-Unis¹⁰. Les réseaux intelligents sont conçus comme un outil novateur destiné à transformer la façon dont les sociétés produisent, distribuent et consomment l'électricité. Un *smart grid* est un réseau qui relie les producteurs et les consommateurs afin d'assurer un approvisionnement en électricité économiquement efficace, sûr et durable. Il comprend des technologies tangibles et intangibles de l'information et de la communication (TIC), comme les compteurs intelligents, l'information en temps réel aux consommateurs, la tarification dynamique ou encore l'intégration des véhicules électriques aux réseaux. Pour ses partisans, les réseaux intelligents constituent un élément clé de la transition énergétique durable qui vise à atténuer les changements climatiques, à améliorer la sécurité énergétique et à prévenir la flambée des prix de l'énergie (Jegen et Phillion, 2018).

Le développement des *smart grids* est relativement récent en Europe et en Amérique du Nord. En Ontario, une stratégie de déploiement rapide pour les compteurs intelligents a été lancée en 2004 et, à ce jour, est considérée comme l'expérience la plus avancée en matière de formulation et de mise en œuvre de politiques sur les réseaux intelligents au Canada (Winfield et Weiler, 2018). Dans cette province, les *smart grids* ont été mis à l'ordre du jour politique comme une stratégie ambitieuse pour améliorer le réseau tout en atténuant le changement climatique. En revanche, dans la province voisine du Québec, le déploiement des réseaux intelligents est arrivé plus tard, et a manqué de pertinence politique et sa portée a été limitée. Les principaux objectifs liés à leur introduction ont été la sécurité de l'approvisionnement et l'efficacité économique, avec peu d'ambitions affichées pour un changement plus fondamental du modèle de fonctionnement de l'industrie énergétique.

10 - Consulter : (Peters et al. 2018 ; Mallett et al., 2018a ; Mallett et al., 2018b ; Jegen et Phillion, 2018 ; Winfield et Weiler, 2018 ; Meadowcroft et al., 2018).

En 2011, Hydro-Québec -un monopole public- a lancé son programme de remplacement de 3,75 millions de compteurs traditionnels par des compteurs intelligents. Même si la nouvelle infrastructure a été conçue pour permettre une communication bidirectionnelle, les compteurs sont en fait utilisés par Hydro-Québec pour recueillir des données sur l'utilisation, la tension et la qualité de l'électricité, mais aucun tarif horaire n'a été introduit et les consommateurs ne peuvent pas surveiller et adapter leur consommation d'énergie en temps réel. De plus, les auteurs montrent que les acteurs clés du secteur de l'électricité au Québec n'établissaient pas de lien entre le développement d'un réseau intelligent et les défis stratégiques comme les changements climatiques ou la transition énergétique. L'analyse des médias montre, par ailleurs, que la couverture médiatique sur les réseaux intelligents était généralement négative et se concentrait principalement sur les potentiels impacts néfastes des compteurs intelligents.

Les analyses de Mallett et al. (2018) partent du constat que différentes provinces canadiennes continuent à promouvoir l'intégration et la diffusion des réseaux intelligents au sein de leurs systèmes électriques, mais les taux de déploiement varient en dépit de politiques et de programmes similaires. Pour essayer de comprendre les raisons de cet écart, ils se concentrent sur la façon dont les *smart grids* sont perçus par les usagers et reflétés dans les médias écrits. Les auteurs soulignent que, dans un premier temps, la couverture médiatique des réseaux intelligents était globalement positive mais cela s'est renversé quelque temps après. En d'autres termes, et d'après la théorie de « *hype cycle* » de Gartner, il y a d'abord un biais d'innovation où le soutien augmente rapidement pour une nouvelle technologie d'une façon plus abstraite et générale, puis il diminue au fur et à mesure que les usagers font l'expérience concrète de ces nouvelles technologies. Les perceptions négatives de ces technologies étaient plus importantes en Colombie-Britannique et au Québec, deux provinces où les usagers ont eu plus d'expériences négatives avec la façon dont ils ont été exposés initialement aux compteurs intelligents (souvent par le biais d'une lettre de leur service public les informant d'un changement obligatoire de leur compteur d'électricité analogique). En revanche, la couverture médiatique était plus positive en Ontario, où le fait d'avoir plus d'entreprises locales de distribution d'électricité facilite la mise en place de stratégies plus adaptées aux caractéristiques de chaque territoire.

Peters et al. (2018) soulignent enfin que le « cadrage environnemental » a été largement absent dans le discours sociopolitique (citoyens, médias et intervenants clés) durant la période d'implantation des *smart grids* dans la Colombie-Britannique. Une vision clairement communiquée de la manière dont les réseaux intelligents peuvent contribuer à l'atténuation des changements climatiques pourrait servir à accroître l'acceptation et la participation des citoyens. En somme, les résultats de ces études nous rappellent que les décideurs politiques doivent faire particulièrement attention à la dynamique et aux caractéristiques de chaque territoire afin de favoriser le succès des politiques et des programmes impliquant des nouvelles technologies.

CONCLUSION

Les provinces canadiennes disposent de prérogatives très fortes en matière énergétique et environnementale. Ainsi, la plupart des provinces se sont fixés des objectifs de réduction des émissions de GES et ont pris des mesures conduisant à leur réalisation. Toutes ces actions sont mises en cohérence par un plan fédéral qui vise à une décarbonation totale du secteur électrique dans les décennies à venir. Les municipalités se montrent également actives en matière climatique, poussées par des citoyens de plus en plus concernés. Enfin, les nouvelles technologies associées aux énergies renouvelables facilitent la décentralisation des systèmes énergétiques ce qui ouvre des opportunités pour de nouvelles entreprises dans des domaines divers comme la géothermie ou la gestion intelligente des réseaux.

N'HÉSITEZ PAS À RÉAGIR À CETTE FICHE, ET À NOUS SIGNALER RAPPORTS ET DONNÉES COMPLÉMENTAIRES VIA L'ADRESSE SUIVANTE :
CONTRIBUTION@CLIMATE-CHANCE.ORG



RÉFÉRENCES

RAPPORTS ET BASES DE DONNÉES :

- Cadre Pancanadien sur la Croissance Propre et les Changements Climatiques (2017). Premier rapport annuel synthèse de la mise en œuvre.
- Canadian Electricity Association (2017). Sustainable Electricity Annual Report.
- CDP, Cities renewable energy targets, Fev. 2018
- CDP, Carte interactive et liste des villes du monde déclarant des mixes énergétiques renouvelables de 50 à 100% pour leur production d'électricité, Janvier 2018.
- Climate Action Tracker, Fiche-pays sur les engagements climats du Canada, Avril 2018
- ENERDATA.
- Ministre de l'Environnement et du Changement climatique du Canada (2018). Rapport d'inventaire national 1990-2016 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada.
- National Energy Board (Canada).
- New Climate Institute, Répertoire des politiques et initiatives nationales et provinciales au Canada.

RAPPORTS ET REVUES :

- Burch, S. (2018). "Pursuing Deep Decarbonization in Canada : Advice from Canadian Scholars". Centre for International Governance Innovation, Policy Brief N°126.
- Dolter B. & al. (2018). "The Cost of Decarbonizing the Canadian Electricity System". Energy Policy, vol. 113, 135-148
- Jegen, M. & Philion, X. (2018). «Smart grid development in Quebec : A review and policy approach,» Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier, vol. 82(P2)
- Karasinos K. & al. (2018) "Tracking the transition to renewable electricity in remote indigenous communities in Canada". Energy Policy, vol. 118, 169-181
- Mallett, A. & al. (2018). «Smart grid framing through coverage in the Canadian media : Technologies coupled with experiences,» Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier, vol. 82(P2)
- Meadowcroft J. & al. (2018). "Social dimensions of smart grid : Regional analysis in Canada and the United States". Renewable and Sustainable Energy Reviews, 82, 1909-1912
- Peters, Derek & al. (2018). «The role of environmental framing in socio-political acceptance of smart grid : The case of British Columbia, Canada,» Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier, vol. 82(P2)
- Sawyer, Dave (2018). "Federal Carbon Price Impacts on Households in Alberta, Saskatchewan and Ontario". Working paper.
- Winfield, M. & Weiler, S. (2018). «Institutional diversity, policy niches, and smart grids : A review of the evolution of Smart Grid policy and practice in Ontario, Canada,» Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier, vol. 82(P2).
- Yupeng W. & al. (2015). "The urban heat island effect in the city of Toronto". Procedia Engineering 118, 137-144
- Yupeng W. (2016). "Comparing the effects of urban heat island mitigation strategies for Toronto,

Canada". Energy and Buildings 114, 2-19

PRESSES & COMMUNICATION :

- <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1111590/recherche-petits-reacteurs-nucleaires-nouveau-brunswick-point-lepreau>
- <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1103113/energie-renouvelable-projet-ouest>
- <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1023713/geothermie-reconvertir-puits-petrole-orphelins-budget>
- <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/710187/yukon-sources-chaudes-energie-geothermie>
- <https://www.cbc.ca/news/canada/carbon-tax-canadians-cost-prices-1.4753664>
- <https://business.financialpost.com/commodities/energy/total-destruction-of-the-market-investments-in-clean-tech-cool-off-as-subsidies-ends>



Une transition énergétique fulgurante contrariée par la résistance du charbon

Le Portugal, pays de 10 millions d'habitants, est devenu l'un des champions européens des énergies renouvelables pour la production d'électricité grâce à l'essor de l'éolien terrestre, de l'hydroélectricité, de la biomasse et plus récemment du solaire. La diffusion des énergies renouvelables (EnR) favorise également l'apparition de nouveaux acteurs, nationaux et étrangers dans un secteur traditionnellement oligopolistique. Cependant, la décarbonation profonde du système électrique portugais est confrontée à plusieurs défis qui requièrent l'action d'acteurs publics et privés à différents niveaux. Ainsi, le besoin d'une « sortie » rapide du charbon, l'interconnexion physique avec le reste de l'Europe et le développement des réseaux intelligents, figurent parmi les principaux défis.

Rédacteur principal • GERMÁN BERSALLI • *Chercheur associé, Université Grenoble-Alpes, CNRS, INP, GAEL*

SOMMAIRE

1 • VERS UNE DÉCARBONATION DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ?

- Le mix électrique portugais : entre l'essor de l'éolien et la résistance du charbon.
- Un cadre national de politiques assez ambitieux

2 • LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET LA DIVERSIFICATION DES ACTEURS

- La consolidation de l'éolien terrestre
- Le décollage du solaire PV

3 • DES DÉFIS LIÉS À L'INTÉGRATION D'UNE PART CROISSANTE D'ÉNERGIES INTERMITTENTES

- L'interconnexion Portugal – Espagne – France
- Smart grids pour smart cities : l'exemple de la ville d'Evora.



1 • VERS UNE DÉCARBONATION DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ?

Suite à l'Accord de Paris de 2015, le Portugal s'est engagé à atteindre une économie neutre en carbone avant 2050. Depuis octobre 2017, le gouvernement travaille à l'élaboration d'une feuille de route dont l'objectif sera d'identifier et d'analyser les implications associées aux trajectoires les plus efficaces pour la poursuite de l'objectif national de neutralité en carbone. Malgré une avancée des énergies renouvelables pour la production d'électricité, le maintien du charbon empêche une véritable décarbonation de ce secteur.

• LE MIX ÉLECTRIQUE PORTUGAIS : ENTRE ESSOR DE L'ÉOLIEN ET RÉSISTANCE DU CHARBON

• Malgré des investissements importants dans les énergies renouvelables sur les dix dernières années, les émissions de CO₂ de la production publique d'électricité et de chaleur peinent à diminuer (Figure 1). **On observe d'une part, une augmentation de la production d'électricité qui pousse les émissions à la hausse et, d'autre part, un effet inverse : une diminution de l'intensité carbone du mix électrique grâce à un progrès plus rapide des EnR par rapport aux énergies fossiles. Cependant, le deuxième effet suffit à peine à compenser le premier, ce qui explique la très faible chute des émissions sur une période de dix ans.** Le graphique 1 montre également une forte fluctuation du niveau d'émissions d'une année à l'autre. Cela s'explique par les variations significatives des régimes de pluies et donc de la production d'hydroélectricité, compensée par un recours accru aux énergies fossiles. Ainsi, les émissions de CO₂ avaient diminué de 9% en 2016 mais elles ont rebondi de 20% en 2017. L'année dernière les émissions ont atteint 17,1907 millions de tonnes de CO₂, 76% desquelles correspondent aux centrales au charbon, 20% aux centrales à gaz et 4% aux centrales à diesel.

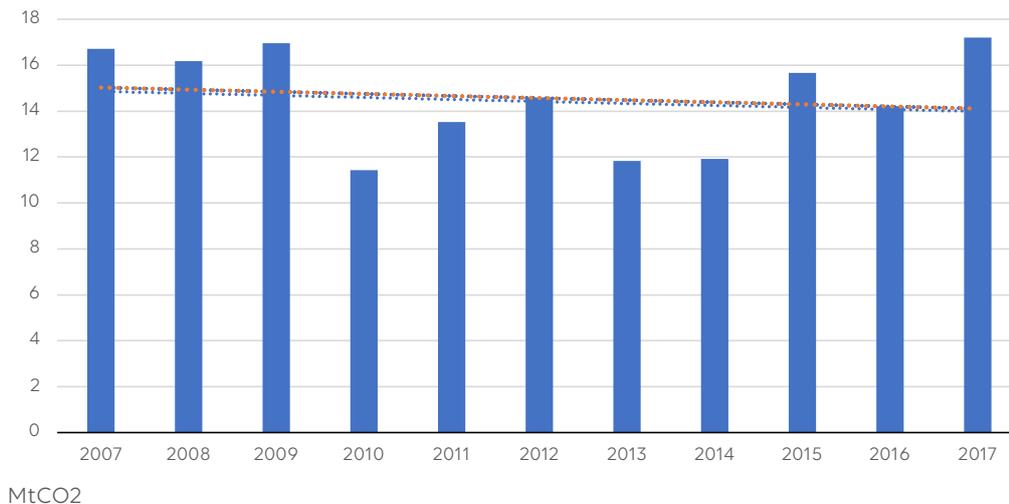


FIGURE 1. ÉMISSIONS DE CO₂ DE LA PRODUCTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ ET DE CHALEUR.

Source : construction de l'auteur à partir des données d'ENERDATA

La production publique d'électricité au Portugal était de 49 447 gigawattheures (GWhs) en 2017, quantité légèrement inférieure à celle de 2016 qui avait marqué un record avec 51 983 GWhs. Le pays dispose d'un bouquet électrique assez diversifié (Figure 2). En 2017 le gaz naturel représentait 32,9%, suivi par le charbon (24,9%) et l'énergie éolienne (20,3%). Le reste du mix électrique était composé de : l'hydroélectricité (12,4%), la biomasse (5,7%), le pétrole (1,9%), le solaire (1,4%) et la géothermie (0,3%). Au cours de la dernière décennie, la production d'énergie éolienne a considérablement augmenté, sans que cela ne soit accompagné d'une diminution nominale de la production des centrales à charbon. Quant aux centrales à gaz, leur production varie d'une année à l'autre pour compenser les fluctuations de l'hydroélectricité. La part de cette dernière a varié d'un maximum

de 30,6% en 2010 à un minimum de 12,4% en 2017. **Soulignons enfin que la part de l'énergie éolienne dans le mix électrique du Portugal était la quatrième plus élevée au monde en 2016, derrière le Danemark, la Lituanie et l'Uruguay. Le solaire, en revanche, peine encore à se faire une place dans le bouquet énergétique lusitain.**

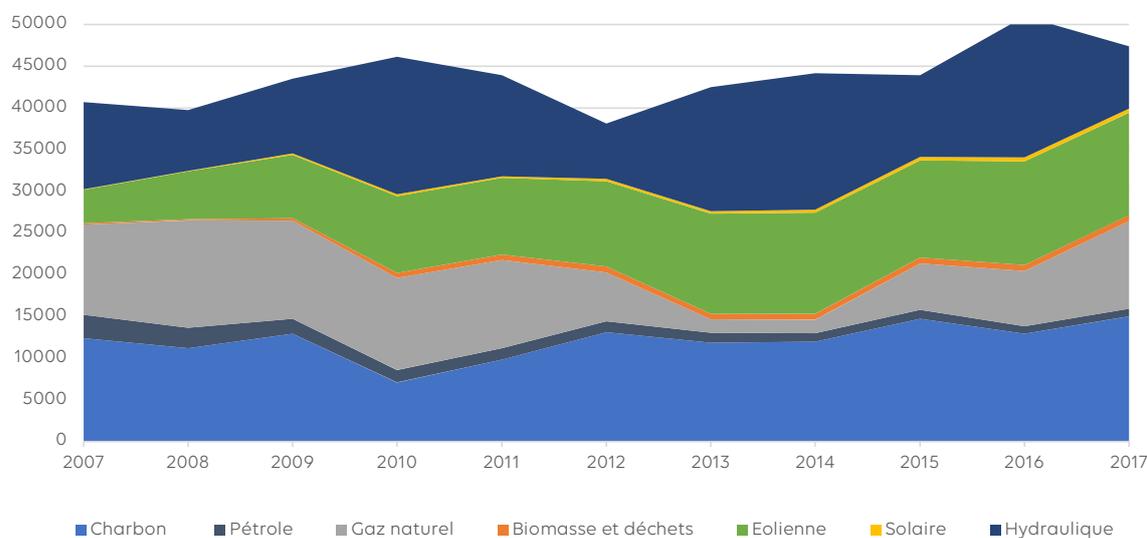


FIGURE 2. PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ PAR SOURCE (GWH/AN)

Source : construction de l'auteur à partir des données d'ENERDATA

Étant donné la croissance de l'éolien et la forte variabilité de la production d'hydroélectricité (d'une année à l'autre), l'intensité carbone du mix électrique du Portugal (Figure 3) a une légère tendance à la baisse, mais présente des fluctuations considérables. Avec une intensité autour de 300 grammes de CO₂ par kWh, le pays (tout comme la plupart de ses voisins européens) a encore beaucoup d'efforts à fournir afin d'arriver à une production d'électricité complètement décarbonée.

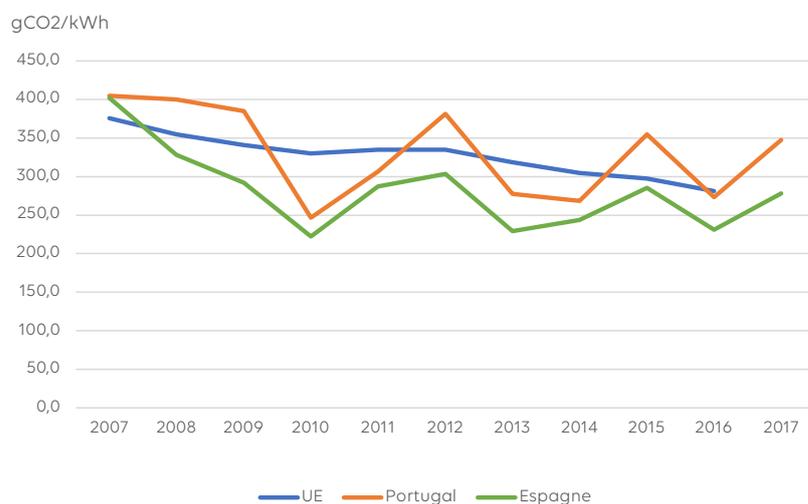


FIGURE 3 - INTENSITÉ CARBONE DU MIX ÉLECTRIQUE PORTUGAIS.

Source : construction de l'auteur à partir des données d'ENERDATA

• UN CADRE NATIONAL DE POLITIQUES ASSEZ AMBITIEUX • Le *Programa Nacional para as Alterações Climáticas 2020/2030* (Programme national pour le changement climatique 2020/2030) vise à assurer une trajectoire de réduction des émissions nationales de gaz à effet de serre afin d'atteindre un objectif de -18% à -23% en 2020 et de -30% à -40% en 2030 par rapport à 2005, assurant le respect des engagements nationaux en matière d'atténuation, et mettant le Portugal en conformité avec les objectifs européens. Il fixe des objectifs spécifiques de réduction des émissions,



et identifie un ensemble d'options de politiques et de mesures sectorielles à développer à l'avenir. De cette manière, l'intégration des objectifs d'atténuation dans les politiques sectorielles est encouragée et une approche de planification dynamique est préconisée, donnant à chaque secteur (les transports, l'énergie, l'agriculture, la sylviculture) une plus grande autonomie dans l'identification des instruments de politiques.

Dans ce cadre, le Portugal avait adopté l'objectif pour l'année 2020 de 31 % d'énergie provenant de sources renouvelables dans la consommation d'énergie finale, dont 10 % dans les transports ; un objectif général d'efficacité énergétique de 25 % pour 2020 (plus ambitieux que l'objectif de 20 % fixé au niveau de l'UE) et un objectif spécifique de 30 % d'efficacité énergétique pour l'administration publique. Par ailleurs, dans le « *Compromisso para o Crescimento Verde* » le pays s'est engagé à atteindre 40 % d'EnR dans la consommation d'énergie finale à l'horizon 2030.

Compte tenu du potentiel très élevé des EnR au Portugal, le secteur électrique, qui comprend la production dédiée et la cogénération, est l'un des principaux vecteurs de la réduction des émissions nationales. Le moyen le plus important pour promouvoir l'électricité renouvelable est un tarif de rachat pour les installations existantes. **Pour les nouvelles petites installations de production, un régime de rémunération est entré en vigueur en 2015, leur permettant de revendre leur production à la compagnie nationale à un prix dépendant de l'évolution du marché (Décret-Loi n.º153/2014). En général, toutes les technologies utilisées dans la production d'électricité renouvelable sont éligibles à un soutien.** Par ailleurs, la connexion au réseau est assurée pour les producteurs d'EnR. Aucun programme d'aide directe aux EnR dans le secteur du chauffage n'est actuellement en place (en janvier 2017). En outre, le Fonds pour l'efficacité énergétique a octroyé une subvention aux investissements dans les chauffe-eaux solaires grâce à « *Efficient Buildings 2016* », qui a débuté en juillet 2016.

En novembre 2016, le ministre portugais de l'environnement a confirmé que les centrales électriques du pays cesseront de brûler du charbon avant 2030. Cela a été réaffirmé en octobre 2017 lors du lancement de la feuille de route pour la neutralité carbone en 2050. L'usine portugaise de Sines, inaugurée en 1985, est l'une des centrales au charbon les plus nuisibles au climat de l'UE¹.

2 • LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET LA DIVERSIFICATION DES ACTEURS

Le développement des EnR au Portugal a été conduit en grande partie par EDP Renováveis (EDPR), créée en 2007 comme une entreprise indépendante de l'opérateur historique EDP (Energias de Portugal). **Fin 2017, EDPR était placée au quatrième rang mondial en termes de production d'énergie éolienne. À côté de ce géant, de petites start-ups émergent dans un secteur électrique portugais particulièrement dynamique dans l'éolien et plus récemment dans le solaire.**

• **LA CONSOLIDATION DE L'ÉOLIEN TERRESTRE** • Le secteur de production d'électricité – depuis longtemps oligopolistique – présente quatre acteurs majeurs dont EDP. **Cependant, dans la dernière décennie cette entreprise a vu diminuer sa part du marché grâce à l'émergence de nombreux nouveaux producteurs d'énergies renouvelables. En 2013, ceux-ci représentaient d'ores et déjà 40 % de l'électricité commercialisé dans le marché de gros (IEA, 2016).**

Le Portugal a connu un développement spectaculaire de l'éolien onshore à partir des années 2000. **Le pays est passé d'une capacité installée de 100 MW en 2000 à 5 269 MW en 2017 (Figure 4), permis par un système de tarifs d'achat garantis très généreux (Figure 5).** Une partie du surcoût engendré est transféré aux consommateurs d'électricité tandis qu'une autre partie augmente le déficit – et la dette cumulée – du système électrique. Cela a généré une série de réactions critiques (Peña et al., 2017) et le gouvernement a décidé de mettre fin à ce système de soutien fin 2012. Ainsi, les centrales mises en fonctionnement à partir de 2013 ne bénéficient plus des subventions, ce qui a ralenti la croissance du secteur. Un nouveau mécanisme de promotion est toutefois entré en

1 - Europe Beyond Coal Overview : National Coal Phase-Out Announcements in Europe, 2018

vigueur en 2015 pour les petites unités de production – dont la capacité installée maximale est de 250 kW – et pour les auto-producteurs. En ce qui concerne l'éolien marin, aucune turbine ne tourne encore au large des côtes portugaises, le plancher océanique étant trop profond. L'éolien offshore passera ici par des fermes flottantes, dont une douzaine est en projet.

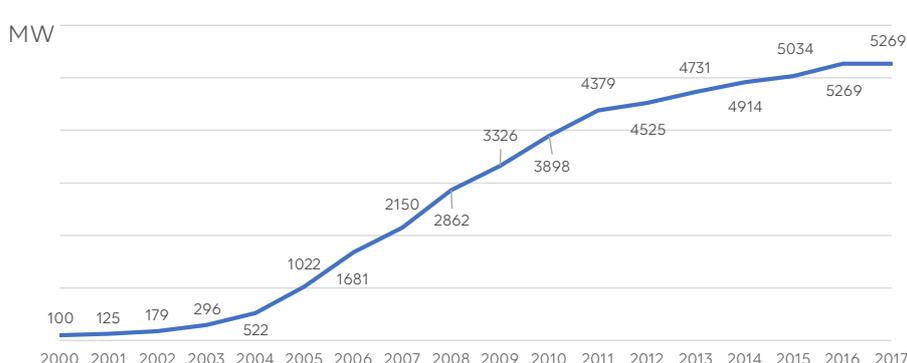


FIGURE 4. PUISSANCE INSTALLÉE D'ÉNERGIE ÉOLIENNE, PORTUGAL

Trois acteurs majeurs dominent le marché de l'éolien : ENEOP2, EDP Renováveis et Iberwind qui représentent 45% de la capacité éolienne totale installée (Peña et al., 2017). Outre ces grands acteurs, on trouve plusieurs centaines de petits producteurs d'EnR, dont la plupart est regroupé dans l'association d'énergies renouvelables (APREN). Le dispositif Omniflow (voir encadré 1) illustre le potentiel d'innovation technologique de ces petites entreprises qui commence à se diffuser au Portugal et au-delà.

D'après les estimations d'APREN (2018) les sources renouvelables pour la production d'électricité représentaient 1,8% du PIB national en 2017. La technologie qui y a le plus contribué est l'énergie éolienne, car il existe une chaîne de valeurs qui regroupe la production de composants industriels et un ensemble de services de R&D. La filière représente 55 000 emplois et 400 chercheurs travaillent dans ce domaine.

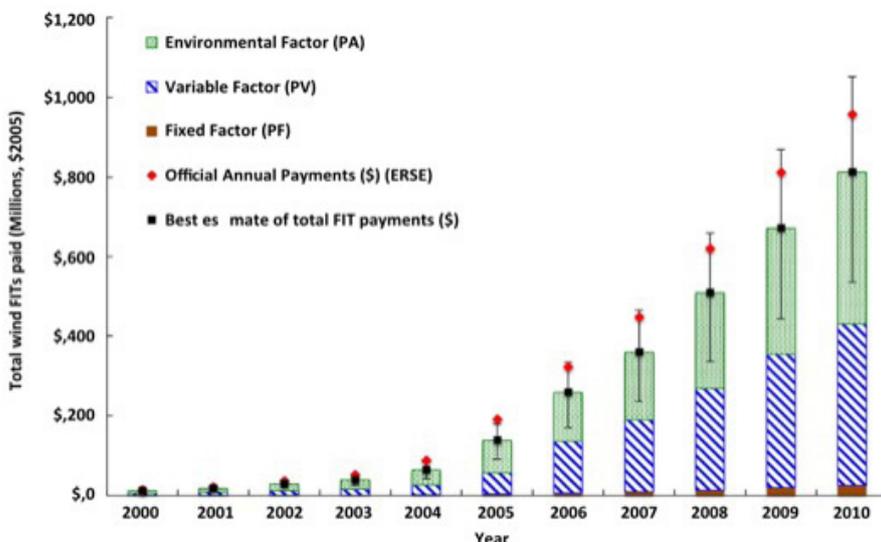


FIGURE 5. RÉMUNÉRATION PAYÉE AUX PRODUCTEURS D'ÉNERGIE ÉOLIENNE.

Source : Peña et al, 2017.



Omniflow, une technologie innovante qui combine solaire et éolien.

La technologie d'Omniflow combine un moteur éolien d'axe vertical avec des panneaux solaires photovoltaïques. Il s'agit d'une innovation développée par cette petite société portugaise qui a ensuite reçu le soutien financier de l'UE. Cette technologie présente plusieurs aspects novateurs : les voilures modulaires, en forme d'ailes, sont intégrées dans un dispositif circulaire reposant sur un mât de taille variable en fonction des besoins spécifiques. En son centre un axe vertical, mobile, capture et accélère le vent venant de toutes les directions, alors que l'air se trouvant au-dessus de la turbine se combine avec celui venant directement de cette dernière en un vortex cyclonique ascendant. Pour compléter le dispositif, la surface est recouverte de cellules photovoltaïques. En combinant les deux sources d'énergie, cette technologie hybride augmente la production totale d'électricité et réduit les besoins de stockage grâce à la complémentarité entre solaire et éolien. Habituellement,

le soleil est plus stable en tant que source d'énergie, mais la turbine va compenser la perte de production en hiver, car le solaire PV a sa production de pointe en été tandis que l'éolien a sa production de pointe en hiver et peut fonctionner pendant la nuit. Cette start-up vise les foyers au même titre



que les bâtiments commerciaux, et conseille les clients potentiels quant à la meilleure solution en fonction du site. Elle propose aussi un modèle adapté pour l'éclairage intelligent des rues (*Smart Street Lighting - Omnilight*).

Sources : Isento G. (10/11/2015) Omniflow é um gerador urbano com energia solar e eólica, publico.pt

ENCADRÉ 1

• **LE DÉCOLLAGE DU SOLAIRE PV** • Le coût du solaire PV a considérablement baissé ces dernières années, tout comme le prix du stockage de l'électricité en batteries. Dans un pays ensoleillé comme le Portugal, l'énergie solaire est une source très attrayante pour équilibrer l'approvisionnement déjà impressionnant du pays en énergie hydraulique et éolienne. Le Portugal a tiré parti de ce potentiel, en associant des conditions favorables au progrès technologique et permises par la stabilité du cadre réglementaire national. Les investissements récents montrent que le Portugal peut continuer à jouer un rôle actif dans le déploiement des EnR.

Le 26 juillet 2018 a marqué l'inauguration d'une nouvelle installation solaire à Ourique, Alentejo (sud-est du pays). La centrale *Ourika* est opérationnelle depuis juin après 11 mois de construction et 35 millions d'euros d'investissement. **Il s'agit de l'une des plus grandes centrales solaires d'Europe. Ses 142 000 panneaux solaires produiront 80 GWh d'énergie par an, ce qui est suffisant pour alimenter 23 000 foyers. En plus de sa taille, cette centrale présente la nouveauté d'être la première dans la péninsule ibérique à être raccordée au réseau électrique principal sans un tarif garanti ou autres subventions publiques.**

Le ministre de l'énergie du Portugal a récemment annoncé que 31 nouvelles centrales solaires seront installées au Portugal d'ici 2021, ce qui représente une capacité de production additionnelle de plus de 1 000 MW. La valeur totale des projets a été estimée à environ 800 millions d'euros. En 2021, le pays sera en mesure de tripler sa capacité installée de solaire PV, qui passera de 572 MW actuellement à près de 1 600 MW. Le gouvernement espère même multiplier par six la production d'énergie solaire d'ici à 2025.

Une centrale solaire flottante implantée dans un barrage hydroélectrique

L'entreprise EDP-Renovaveis, associée à une start-up française, teste une technologie unique en Europe : l'association d'un barrage hydroélectrique et d'une centrale solaire flottante. Le démonstrateur d'Alto Rabagão, situé tout au nord du pays, est de petite taille : 840 modules solaires PV qui occupent la surface d'un demi-terrain de football, noyé dans un bassin huit mille fois plus vaste. D'une puissance de 220 kilowatts, ils ne peuvent guère alimenter en courant qu'une centaine de foyers. Mais le test, lancé à la fin 2016, pour un coût de 450 000 euros, se révèle prometteur (*Le Monde*, 31/08/2018).



En effet, l'installation des panneaux sur un milieu aquatique présente plusieurs avantages : cela refroidit les cellules dont le rendement augmente de 4 à 10% ; il n'y a pas besoin d'utiliser des terrains ni de construire des lignes électriques supplémentaires. De plus, la centrale flottante réduit l'évaporation du réservoir et limite la prolifération des algues, signalent les responsables du projet d'EDPR.

Si le test est concluant, il sera suivi d'un projet à plus grande échelle, de 20 mégawatts (MW). EDPR, envisage de développer le procédé sur le plus grand barrage portugais, celui d'Alqueva, dans l'Alentejo, au sud du pays. Et éventuellement de l'exporter au Brésil, où l'énergéticien est très présent.

Photo : Rui Oliveira / Global Imagens

ENCADRÉ 2

3 • DES DÉFIS LIÉS À L'INTÉGRATION D'UNE PART CROISSANTE D'ÉNERGIES INTERMITTENTES

La péninsule ibérique dispose de vastes ressources éoliennes et solaires, mais elle demeure relativement isolée du reste de l'Europe ce qui entrave l'injection d'électricité renouvelable sur les réseaux centre-européens. Plusieurs projets sont en cours afin de renverser cette situation. En même temps, l'intégration des énergies intermittentes crée des défis nouveaux pour les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution. Dans ce cadre, les smart grids se développent dans plusieurs villes du pays.

• L'INTERCONNEXION PORTUGAL – ESPAGNE – FRANCE • Au mois de mars 2018, le Portugal a produit plus d'électricité provenant des EnR qu'il n'en avait réellement besoin, ce qui représente la première fois au 21^e siècle que la production d'électricité verte d'un pays dépasse sa consommation. Cependant, le manque de connexions énergétiques avec le reste de l'Europe reste problématique.



En effet, sans un réseau électrique suffisamment connecté ou un système de stockage bien développé, une partie de cette énergie intermittente est gaspillée. C'est pourquoi, les interconnexions sont essentielles aux projets de l'union de l'énergie de l'UE afin de mettre en place un véritable marché intérieur de l'énergie, car elles permettent de transférer l'électricité excédentaire d'un État membre à un autre en fonction de la production et de la demande.

Fin 2014, neuf lignes reliaient le Portugal et l'Espagne : six de 400 kV et trois de 220 kV, ce qui permet une capacité d'échange maximale de 2 800 MW dans le sens Portugal-Espagne et 2 200 MW dans le sens Espagne-Portugal. Malgré le niveau d'interconnexion, il existe encore parfois une congestion importante entre les deux pays. Afin de remédier à cela, plusieurs projets d'investissement sont en cours, dont deux nouvelles interconnexions à 400 kV.

Par ailleurs, l'UE a fixé l'objectif d'augmenter la capacité d'interconnexion électrique à 10% de la puissance installée dans chaque pays d'ici 2020 et de 15% d'ici 2030. Pour ce faire, des efforts particuliers sont nécessaires pour relier la péninsule ibérique et intégrer les énergies intermittentes de manière efficace. La réalisation des projets d'interconnexion prévus entre le Portugal, l'Espagne et la France permettra d'augmenter les échanges d'électricité. Le Portugal et l'Espagne seront en mesure d'exporter l'électricité renouvelable excédentaire, en particulier l'énergie éolienne et l'énergie hydraulique. À l'inverse, quand la production d'énergie éolienne est faible ou les ressources hydroélectriques restreintes, davantage d'électricité en provenance de la France pourrait affluer dans la région.

En juin 2015 la Commission européenne, la France, le Portugal et l'Espagne ont signé un protocole d'accord pour la création d'un groupe de haut niveau concernant l'Europe du Sud-Ouest sur les interconnexions.

Actuellement, plusieurs projets sont en cours :

- **Ligne du golfe de Gascogne.** Approuvé par la Commission Européenne en janvier 2018, le projet comprend l'installation d'une ligne sous-marine longue de 280 km dans la fosse de Capbreton (Landes). La partie terrestre française sera entièrement souterraine. Avec cette nouvelle ligne, la capacité d'interconnexion entre les deux pays sera quasiment doublée, passant de 2 800 à 5 000 MW. Cela permettra à l'Espagne de se rapprocher de l'objectif d'interconnexion de 10% en 2025, le niveau actuel étant de 6%. Ce projet a reçu un financement record de l'UE de 578 millions d'euros (*Connecting Europe Facility-Energy*).

- **Projet Santa Llogaia-Baixas (INELFE)².** L'achèvement en juin 2017 du transformateur à Arkale, en Espagne, a permis l'utilisation complète de la ligne Santa Llogaia-Baixas entre l'Espagne et la France, doublant la capacité d'interconnexion électrique entre les deux pays qui est passée de 1 400 à 2 800 MW. Cette ligne s'étend sur 64,5 km, dont 33,5 km en France et 31 km en Espagne. Elle relie les communes de Baixas dans le Roussillon (France) et de Santa Llogaia dans l'Alt Empordà (Espagne). Le tracé définitif pour la partie française a été finalisé après 15 mois de concertations avec les représentants des collectivités et les associations locales. L'un des objectifs d'INELFE est de limiter l'impact environnemental de l'interconnexion, tant durant la phase de conception que dans sa mise en œuvre. La première mesure a été de mettre la ligne en souterrain et de creuser une galerie technique pour traverser les Pyrénées. Bien que plus coûteuse, cette solution a permis entre autres de préserver les pistes forestières du massif des Albères.

- **Projet d'interconnexion entre l'Espagne et le Portugal** (Ponte Lima - Vila Nova Famalicão - Recarei (PT) et Beariz - Fontefría (ES)). Il s'agit d'un projet classique de technologie aérienne à 400 kV, qui reliera la Galice à la région portugaise de Minho et augmentera la capacité d'échange entre l'Espagne et le Portugal jusqu'à ce qu'il atteigne l'objectif intergouvernemental de 3,2 GW de capacité d'échange. Cette capacité permettra l'intégration complète du marché ibérique de l'électricité, en plus d'améliorer la gestion des EnR. La date de mise en service du projet est prévue pour 2021.

Ces projets, soutenus par la Commission Européenne et les gouvernements du Portugal, de la

2 - inelfe.eu/fr/projets/baixas-santa-llogaia

France et de l'Espagne, constituent une avancée importante vers la fin de l'isolement de la péninsule ibérique par rapport au reste du système européen de l'énergie.

• SMART GRIDS POUR SMART CITIES : L'EXEMPLE DE LA VILLE D'ÉVORA • Évora, est une ville de 56 596 habitants (2011), chef-lieu de la région de l'Alentejo, dans le centre-sud du Portugal. Elle est devenue la première ville du pays à avoir testé certaines technologies de *smart grids* à grande échelle via le projet *InovGrid*. Le projet *InovGrid* est développé par l'énergéticien EDP en étroite coopération avec plusieurs organisations, notamment des instituts de recherche et des universités en Europe, des partenaires industriels, des autorités locales et nationales, des associations du secteur de l'énergie et des régulateurs, les communautés concernées et d'autres parties prenantes. ***InovGrid* vise à transformer le réseau de distribution et à apporter une solution à plusieurs défis conformément aux politiques gouvernementales : la nécessité d'accroître l'efficacité énergétique, de réduire les coûts, d'intégrer les producteurs d'électricité intermittente ainsi que les véhicules électriques (VE).**

Un élément important d'*InovGrid* a été le déploiement d'une infrastructure de réseaux intelligents, qui a commencé dans la commune d'Évora en 2011. La nouvelle infrastructure s'étend sur l'ensemble du territoire de la ville pour atteindre environ 32 000 consommateurs d'électricité. Ses principaux composants sont :

- des boîtiers intelligents, installés chez tous les clients de basse tension, qui offrent des solutions de pointe telles que les relevés en temps réel de la demande, les diagrammes de charge, les courbes de tension, etc. ;
- des contrôleurs de transformateurs de distribution installés dans chaque sous-station secondaire, qui agissent comme concentrateurs de données et comme dispositifs locaux de comptage, de surveillance de la qualité de l'approvisionnement et d'automatisation ;
- un réseau de communication basé sur la communication par courant porteur et les technologies de service radio, qui relie les boîtiers informatiques et les contrôleurs aux systèmes de tête de réseau ;
- des stations de charge pour les VE ;
- des systèmes d'éclairage public efficaces, basés sur des luminaires LED à commande avancée.

Au-delà de la mise en œuvre de l'infrastructure physique, *InovCity* cherche à améliorer la communication entre les différentes parties intéressées, en proposant divers outils et services (afficheurs, applications pour smartphones, etc.) et en impliquant les autorités locales dans un effort commun pour améliorer l'efficacité énergétique.

La municipalité d'Évora a eu un rôle actif dans ce projet, en participant financièrement et en permettant la réalisation des premiers tests dans les bâtiments publics de la ville. Ce projet était encadré par le plan d'action de la ville pour une énergie durable³, de 2012, qui visait à réduire les émissions de GES de 20% jusqu'à 2020.

Le projet à Évora a révélé plusieurs des avantages des réseaux intelligents, notamment : l'amélioration de l'efficacité énergétique (réduction de 3,9% de la consommation d'électricité) ; l'augmentation de l'efficacité opérationnelle et technique ; l'amélioration de la qualité de service (détection et traitement des pannes, surveillance de la qualité de l'approvisionnement) ; la réduction des pertes d'énergie, résultant d'une baisse de la demande et d'une meilleure gestion du réseau ; la réduction de la fraude ; l'amélioration des capacités d'intégration des ressources énergétiques distribuées et des VE.

Actuellement, le projet s'étend à d'autres villes portugaises, dont Guimarães, Lamego, Batalha/Marinha Grande, Alcochete, Algarve et São João Madeira, atteignant plus de 150 000 consommateurs fin 2014. De plus, à partir de 2015, toutes les nouvelles installations utilisent des boîtiers numériques, ce qui en fait la technologie standard au Portugal⁴.

3 - cm-evora.pt/pt/site_viver/Habitar/ambiente/PublishingImages/Paginas/Evoracarbonozero/PAES_Evora2012.pdf
4 - <http://www.gridinnovation-on-line.eu/articles/library/inovgrid-project---edp-distribuicao-portugal.kl>



Brain-e, un réseau social pour mieux consommer l'électricité

La plate-forme en ligne Brain-e permet aux utilisateurs de réduire leur consommation d'énergie de manière simple et interactive. «*Le marché de l'énergie est un marché en plein essor, et pourtant il est marqué par un manque de sensibilisation des consommateurs.*» C'est l'idée qui a donné naissance à Brain-e, une plate-forme intelligente de gestion de la consommation d'énergie. «*Peu sont ceux qui savent combien ils consomment, ce qu'ils consomment, quels prix sont pratiqués par le marché ou comment économiser*», expliquait Luis Guerreiro, l'un des jeunes impliqués dans le projet (publico.pt/2015/09/22).

Brain-e collecte des informations sur la consommation d'énergie disponibles en format numérique et présente des informations aux utilisateurs de manière simple. Grâce à la plate-forme, les consommateurs ont des indications sur la manière d'économiser de l'énergie, des informations sur les prix du marché et des prévisions de consommation et du potentiel de production d'énergie. Ils peuvent également coopérer avec leurs amis et voisins dans la gestion de leur consommation à travers les communautés.

Les gestes pour économiser de l'énergie sont simples, par exemple laver les vêtements une heure plus tard que la normale ou éteindre cer-

tains appareils pendant la nuit. Ce réseau social veut être un facilitateur dans la modification des habitudes quotidiennes de consommation d'énergie, en fournissant au consommateur des informations qui lui permettront de surveiller leur consommation. Ce projet vise également à créer des communautés de gestion de l'énergie, ce qui crée des incitations à réduire conjointement la consommation d'un certain lieu.

Brain-e est gratuit pour les utilisateurs, qui peuvent économiser de l'énergie, économiser de l'argent et contribuer à réduire les émissions de CO₂. Il est né du travail d'une équipe de six entrepreneurs - quatre ingénieurs, un chercheur en sciences sociales et un designer. À l'heure actuelle, l'équipe a deux objectifs importants : lancer une version 1.0 de la plate-forme qui peut être testée par un nombre limité d'utilisateurs et trouver un partenaire commercial qui souhaite innover dans les services qu'il fournit à ses clients (publico.pt/2015/09/22).

«*La plus grande difficulté sera le nombre limité d'appareils numériques capables de lire la consommation d'énergie au Portugal. C'est pourquoi nous envisageons d'autres marchés au niveau international, où ces dispositifs sont plus courants*», explique Luis Guerreiro.

Sources : www.publico.pt/2015/09/22/p3/noticia/uma-rede-social-de-poupanca-de-energia-1824238

ENCADRÉ 3

CONCLUSION

Le Portugal connaît depuis quelques années un développement soutenu des énergies renouvelables pour la production d'électricité. Cette transition est guidée par des politiques volontaristes – européennes et surtout nationales – mais également par les actions de différents acteurs, que ce soit l'énergéticien historique ou de nouvelles entreprises innovantes. De plus, l'action de certaines villes comme Évora montre l'importance du rôle joué par les collectivités territoriales. Malgré ces progrès, le pays a encore un long chemin à parcourir avant d'atteindre un mix électrique complètement décarboné.

N'HÉSITEZ PAS À RÉAGIR À CETTE FICHE, ET À NOUS SIGNALER RAPPORTS ET DONNÉES COMPLÉMENTAIRES VIA L'ADRESSE SUIVANTE : CONTRIBUTION@CLIMATE-CHANCE.ORG

RÉFÉRENCES

RAPPORTS ET BASES DE DONNÉES :

- Portugal - Energy system Overview, International Energy Agency (chiffres 2016)
- Energy Policies of IEA Countries - Portugal 2016 Review, International Energy Agency (last update)
- Energy and Climate, Relatório do Estado do Ambiente - State of the Environment Portal (chiffres 2016, last update mai 2018)
- APREN (Associação de Energias Renováveis), Renewable Electricity in Portugal (Décembre 2017)

LITTÉRATURE GRISE :

- CCS Institute (01/04/2015) CO₂ Capture and Storage in Portugal : A bridge to a low-carbon economy
- Europe Beyond Coal (22/06/2018) Overview : National coal phase-out announcements in Europe
- ProgRESHeat (21/11/2017) Local heating and cooling strategy recommendations for Matosinhos – Deliverable 5.4

LITTÉRATURE SCIENTIFIQUE :

- Nunes L.J.R. & al. (2017) Biomass in the generation of electricity in Portugal : A Review, Renewable and Sustainable Energy Reviews 71, Mai 2017
- Prata R. & al. (2018) Distributional costs of wind energy production in Portugal under the liberalized Iberian market regime, Energy Policy 113, Février 2018, pp. 500-512.
- Peña I. & al. (2017) Lessons from wind policy in Portugal, Energy Policy 103, Avril 2017, pp. 193-202
- Delgado J. & al. (2018) Impacts of plug-in electric vehicles in the portuguese

PRESSES :

- Isento G. (10/11/2015) Omniflow é um gerador urbano com energia solar e eólica, publico.pt
- Neslen A. (18/05/2016) Portugal runs for four days straight on renewable energy alone, The Guardian
- Morgan S. (04/05/2018) Le Portugal dépasse les 100 % d'énergie renouvelable, Euractiv
- Stefanini S. (22/08/2016) Portugal's clean-power problem, Politico
- Collet S. (25/01/2018) L'interconnexion entre la France et l'Espagne reçoit une subvention européenne record, actu-environnement.com
- (27/07/2018) European solidarity on Energy : Better integration of the Iberian Peninsula into the EU energy market, europa.eu
- (22/02/2018) Portugal extends area of pilot floating wind turbine project, theportugalnews.com





Les États-Unis : vers un leadership climatique bottom up ?

Le secteur électrique américain est un cas plus que révélateur de l'importance des acteurs non-étatiques. En juin 2017 le gouvernement fédéral annonçait la sortie des États-Unis de l'Accord de Paris semant des forts doutes sur la capacité du pays à poursuivre la naissante décarbonation de son économie. Cependant, des gouverneurs, des maires et des PDG des entreprises américaines ont immédiatement réagi. Quelques heures après l'annonce du gouvernement Trump, une coalition sans précédent regroupant aujourd'hui plus de 2 700 États, villes et entreprises, « s'est ralliée » à l'accord de Paris sous le slogan « *We Are Still In* ». Comment ces initiatives se traduisent-elles par des mesures concrètes au niveau des États, des villes et des entreprises ? Seront-elles suffisantes pour assurer une trajectoire de décarbonation profonde du secteur électrique américain ? Afin d'apporter des éléments de réponse, nous analyserons en trois parties l'évolution récente des émissions de CO₂ du secteur électrique des États-Unis et le rôle des différents acteurs non-étatiques.

Principal rédacteur • GERMÁN BERSALLI • Chercheur associé, Univ. Grenoble Alpes, CNRS, INRA, Grenoble INP, GAEL

SOMMAIRE

1 • LE DÉFI FARAMINEUX DE DÉCARBONER LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE AMÉRICAIN

- Les émissions du secteur électrique continuent à diminuer
- Le déclin du charbon se confirme face à la montée du gaz naturel et des EnR

2 • LE DYNAMISME DES VILLES ET DES ÉTATS S'OPPOSE AU RETRAIT DU GOUVERNEMENT FÉDÉRAL

- Une politique climatique fédérale hautement insuffisante
- Les États ouvrent la voie des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique
- Des villes de plus en plus engagées

3 • LE RÔLE DES ENTREPRISES ET DES INITIATIVES CITOYENNES

- Des entreprises intègrent la dimension climatique dans leurs stratégies
- Le mouvement « démocratie énergétique »



1 • LE DÉFI FARAMINEUX DE DÉCARBONER LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE AMÉRICAIN

Le système électrique des États-Unis est un réseau complexe de production, de transport et de distribution d'électricité fournissant près de 4 000 térawattheures d'énergie électrique produite par environ 7 000 centrales (à travers plus d'un million de kilomètres de lignes de transport à haute tension et plus de 10 millions de kilomètres des lignes de distribution à basse tension), avec près de 160 millions de clients résidentiels, commerciaux et industriels.

Dans un système depuis longtemps basé sur les énergies fossiles, une trajectoire de décarbonation profonde conduisant à des émissions nulles vers 2050 représente un défi titanesque pour l'ensemble des acteurs concernés et requiert des politiques volontaristes à différents niveaux.

• **LES ÉMISSIONS DU SECTEUR ÉLECTRIQUE CONTINUENT À DIMINUER** • Avec 15,7 tCO₂/habitant en 2016, les États-Unis demeurent parmi les dix pays les plus émetteurs per capita de la planète. Si l'on considère les émissions totales de CO₂ du secteur énergétique, il est le deuxième plus gros émetteur après la Chine, avec 5 073 MtCO₂ en 2017. De ce total 34% correspond au secteur électrique.

Après avoir atteint un pic en 2007, les émissions de CO₂ dues à la production publique de chaleur et d'électricité diminuent depuis, se situant au plus bas niveau depuis 1990. Ainsi, elles ont diminué de 3,7% en 2017, confirmant leur tendance à la baisse des années précédentes (Figure 1). Cela est dû principalement à la baisse progressive de l'intensité carbone du mix électrique américain (CO₂ / kilowattheure). Ainsi, le remplacement partiel du charbon par le gaz naturel et l'augmentation de la part des sources non-carbonées ont entraîné une baisse de l'intensité en carbone de la production d'électricité.

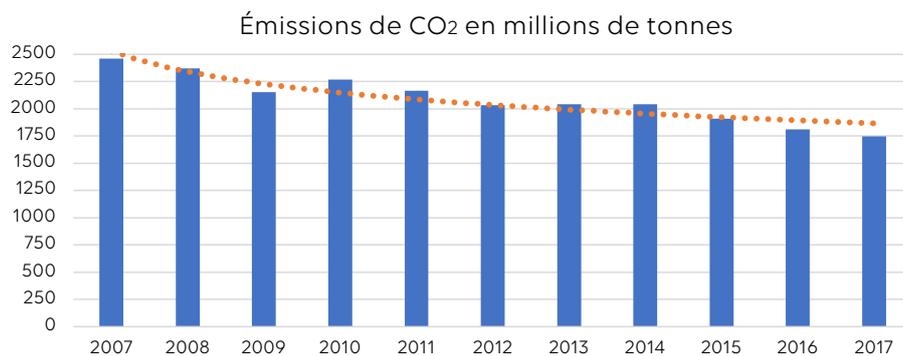


FIGURE 1. ÉMISSIONS DE CO₂ DE LA PRODUCTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ ET DE CHALEUR.

Source : construction de l'auteur à partir des données d'ENERDATA

D'après l'analyse 2018 de l'Agence d'information sur l'énergie (*Energy Information Administration* ou *EIA*) nommée « *U.S. Energy-Related Carbon Dioxide Emissions* », **deux facteurs fondamentaux ont contribué à réduire l'intensité en carbone de la production d'électricité depuis 2005 : le remplacement de la production à partir du charbon par une production à partir du gaz naturel à cycle combiné moins consommatrice et plus efficace, ainsi que le déploiement des EnR, notamment l'éolien et le solaire.** Selon l'EIA, le premier facteur a expliqué 61% de l'amélioration de l'intensité carbone tandis que les EnR expliquent les 39% qui reste. Quant à la production d'énergie nucléaire, elle n'a presque pas varié entre 2005 et 2017.

En ce qui concerne la production totale d'électricité, elle a légèrement diminué entre 2005 à 2017. Sur cette période la production d'électricité à partir de combustibles fossiles a diminué d'environ 14% et la production d'électricité non carbonée a augmenté de 33%.

La consommation d'électricité des États-Unis, qui a diminué de 2% en 2017, est restée relativement stable pendant la dernière décennie. Malgré une croissance du PIB de presque 22% entre 2005 et 2017, la consommation d'électricité a augmenté d'à peine 2,7%, ce qui montre l'effet considérable de l'amélioration de l'efficacité énergétique. Néanmoins, différents modèles prospectifs (EIA, 2018)

montrent que la demande d'électricité devrait repartir à la hausse dans les années à venir, au fur et à mesure que l'électrification de l'économie, notamment du transport, se confirmera.

Emissions de CO₂ (grammes) par kWh produit

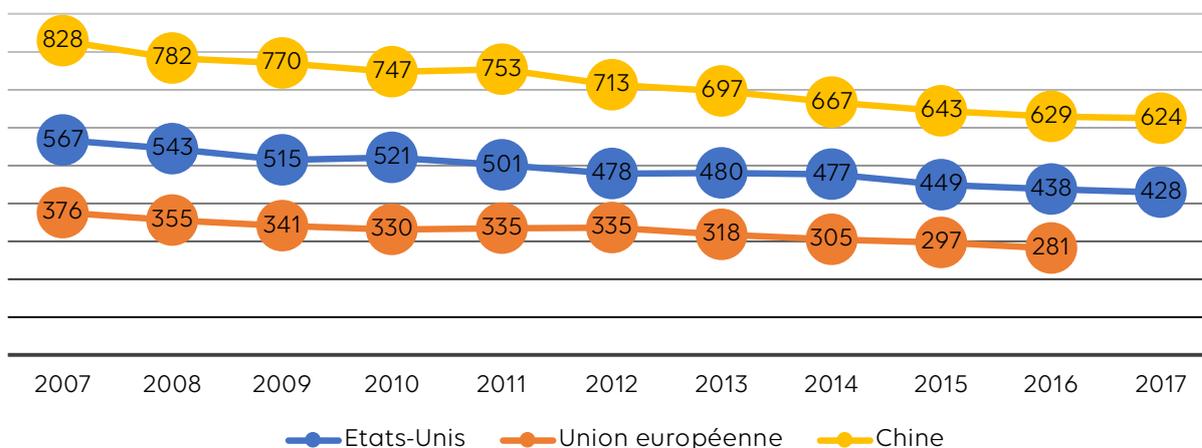


FIGURE 2. INTENSITÉ CARBONE DU MIX ÉLECTRIQUE.

Source : construction de l'auteur à partir des données d'ENERDATA

Cela renforce le besoin de poursuivre la décarbonation de la production d'électricité. La figure 2 ci-dessus montre la diminution de l'intensité carbone du mix électrique américain qui demeure cependant bien au-dessus de la moyenne d'autres régions développées comme l'UE. L'actuelle situation politique et économique des États-Unis permettra-t-elle de poursuivre, voire d'accélérer, la décarbonation du secteur électrique ? Si le changement de politique énergétique proposé par le nouveau gouvernement conservateur menace la poursuite d'une telle dynamique, l'année écoulée reste marquée par la fermeture de nombreuses centrales à charbon.

• LE DÉCLIN DU CHARBON SE CONFIRME FACE À LA MONTÉE DU GAZ NATUREL ET DES ENR

Même si le président américain a déclaré vouloir mettre fin à « la guerre au charbon », les spécialistes du secteur prévoient une poursuite de la fermeture des centrales. Le parc électrique au charbon des États-Unis demeure gigantesque (selon l'EIA, environ 246 GW de capacité étaient toujours en activité en juillet 2018), mais il semble de plus en plus vulnérable. Les mises à l'arrêt annoncées pour la période 2018 à 2024, soit un total de 36,7 GW, s'élèvent à environ 15% du total actuel (Feaster, 2018).

L'EIA prévoit que le gaz naturel représentera 35% de la production d'électricité en 2018 et 2019, contre 28% il y a cinq ans. La part des EnR autres que l'hydroélectricité, principalement l'énergie éolienne et solaire, devrait également augmenter pour atteindre 10% en 2018 et près de 11% en 2019. En revanche, la part du charbon devrait chuter à 27% en 2019, contre 39% en 2014 (Feaster, 2018).

Cette dynamique semble continuer dans ce sens se poursuivre : d'une part, le niveau d'investissements dans les EnR reste solide et les coûts continuent de baisser, d'autre part, l'augmentation de la production interne de gaz devrait maintenir son prix relativement faible et stable dans un avenir proche.

L'âge des centrales devient également un facteur significatif pour l'industrie charbonnière américaine. La majeure partie du parc des centrales à charbon du pays a été construite dans les années 60, 70 et 80, et beaucoup de ces unités approchent de la fin de vie « normale ». Les données de S&P Global montrent qu'en 2017, les deux tiers des livraisons de charbon ont été acheminés vers des centrales âgées d'au moins 38 ans et près de 15% sont allés à des centrales âgées d'au moins 55 ans¹.

1 - S&P Global, Coal's 'Aging-Out' Problem, Jan. 30, 2018 (coal deliveries from Nov. 1, 2016 to Oct. 31, 2017)



Production d'électricité par source (en GWh)

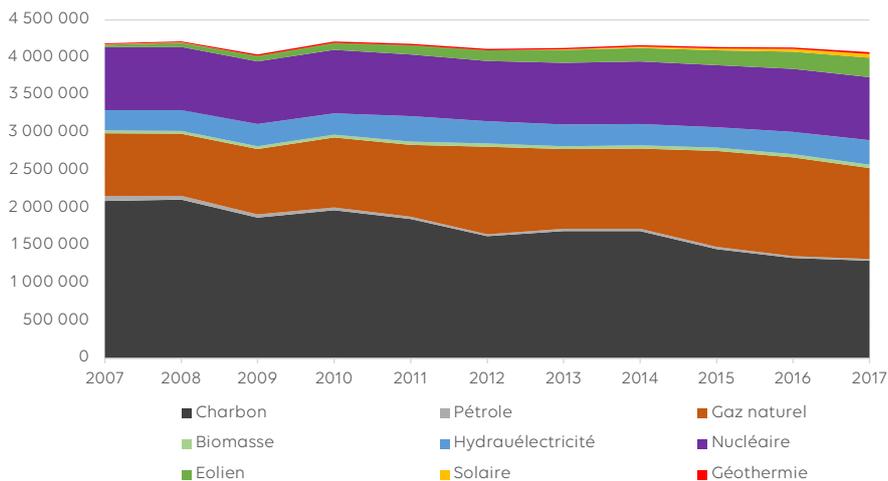


FIGURE 3. PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ PAR SOURCE (GWH/AN)

Source : construction de l'auteur à partir des données d'ENERDATA

En revanche, une grande partie de la capacité de production de gaz naturel des États-Unis a été construite depuis 2000, et la plupart des installations éoliennes et solaires ont moins de 10 ans². Un nombre important de nouvelles centrales à gaz, éoliennes et solaires deviennent opérationnelles chaque année, alors que peu de nouvelles centrales au charbon ont été mises en service au cours des cinq dernières années et que peu, voire aucune, seront probablement construites à l'avenir (Feaster, 2018).

Par ailleurs, le charbon présente de graves désavantages concurrentiels par rapport aux EnR et au gaz naturel. Dans les régions du pays où ces derniers sont abondants, des centrales au charbon encore plus récentes sont fermées. Par exemple, la centrale n°5 de Sandow au Texas (600 MW ; mise en service en 2010) a été mise à la retraite en janvier 2018, quelques mois seulement après l'annonce de sa fermeture (Feaster, 2018).

Les centrales à gaz présentent un avantage technique par rapport aux centrales à charbon. Elles peuvent généralement réagir rapidement aux fluctuations de la demande, en augmentant ou en diminuant leur production au fil de la journée. Ceci leur permet de bien s'intégrer à l'éolien et au solaire pour répondre au cycle de la demande quotidienne tout en restant économiquement compétitives (Feaster, 2018). Les centrales à charbon, en revanche, sont plus efficaces lorsqu'elles fonctionnent en permanence. Leurs coûts d'exploitation et de maintenance augmentent lorsqu'elles sont soumises à un cycle³ et lorsqu'elles sont arrêtées pendant de longues périodes.

En plus de ce désavantage technico-économique, les centrales à charbon subissent les contre-coups d'une réglementation plus lourde principalement au niveau des États et de la pression de différents groupes écologistes comme le *Sierra Club*.

En mars 2018, l'entreprise privée de service public *First Energy* a demandé à l'administration Trump d'intervenir pour maintenir les centrales à charbon et nucléaires en difficulté. Le gouvernement n'a jusqu'à présent pris aucune mesure pour maintenir les centrales électriques ouvertes, mais l'administration envisageait d'utiliser le pouvoir exécutif en vertu de la législation sur la sécurité nationale enfin d'enrayer la vague de fermeture. Cependant, aucun plan officiel n'a été présenté.

L'association des producteurs américains de charbon (ACCCE) prévoit également que d'ici à 2020, au moins 26 000 MW de centrales à charbon seront supprimés. Cette association considère que la plupart de ces fermetures obéissent aux politiques de l'*Environmental Protection Agency (EPA)* imposées sous l'administration Obama. L'ACCCE a soutenu les efforts de l'administration Trump visant à abaisser la réglementation de l'EPA et à trouver des moyens d'empêcher la fermeture des centrales à charbon en difficulté.

2 - EIA, "Most coal plants in the United States were built before 1990," *Today In Energy*, April 17, 2017 3 - C'est-à-dire quand elles fonctionnent à différents niveaux de production tout au long de la journée, ou de façon saisonnière

Dans l'ensemble, ces tendances indiquent que le secteur de la production d'électricité est entré dans une transition justifiée par des fondamentaux économiques et environnementaux. L'infrastructure du charbon est vieillissante et inflexible ; le coût des EnR continue à baisser ; les entreprises privées de services publics adoptent la production décentralisée au fur et à mesure qu'elles modernisent leurs systèmes ; et le gaz naturel offre plus de souplesse en étant moins polluant que le charbon (Feaster, 2018).

En parallèle, un nombre assez impressionnant d'innovations continuent à émerger notamment dans les technologies permettant le stockage de l'électricité. Dans ce cadre, certaines analyses montrent que si les coûts de l'énergie éolienne, solaire et du stockage continuent de baisser, les EnR deviendront bientôt plus compétitives non seulement par rapport au charbon mais aussi par rapport au gaz naturel. Cela est d'ores et déjà constaté dans certains endroits comme à l'ouest du Colorado (Cleantechnica, 2018).

2 • LE DYNAMISME DES VILLES ET DES ÉTATS S'OPPOSE AU RETRAIT DU GOUVERNEMENT FÉDÉRAL

Alors que le gouvernement fédéral tourne le dos aux politiques climatiques, tous les regards sont tournés vers les villes, les États, les entreprises, les universités et d'autres acteurs pertinents. Une analyse récente suggère que les objectifs des acteurs non-étatiques enregistrés et quantifiés, s'ils sont pleinement mis en œuvre, pourraient se rapprocher de l'engagement pris par les États-Unis lors de l'accord de Paris, entraînant une réduction des émissions de 17 à 24% en 2025 par rapport à 2005. 22 États, 550 villes et 900 entreprises implantées aux États-Unis ont pris des engagements en matière de lutte contre le changement climatique, et les 50 États ont adopté au moins une politique susceptible de réduire les émissions (Climate Action Tracker, 2018).

• **UNE POLITIQUE CLIMATIQUE FÉDÉRALE HAUTEMENT INSUFFISANTE** • La politique climatique américaine est actuellement considérée hautement insuffisante pour conduire le pays vers une trajectoire de décarbonation profonde de son économie (Climate Action Tracker, 2018), fortement ébranlée par l'administration Trump en 2018. Si les actions proposées sont pleinement mises en œuvre, les projections d'émissions de GES pour l'année 2030 pourraient augmenter jusqu'à 400 MtCO₂eq par rapport à ce qui avait été projeté fin 2015. C'est presque autant que l'ensemble des émissions de l'État de Californie en 2016. Le gouvernement fédéral a proposé de remplacer le Clean Power Plan (CPP), de geler les normes d'efficacité des véhicules après 2020, et de ne pas appliquer les normes visant à limiter les émissions extrêmement puissantes des hydrofluorocarbures (HFC). L'administration affaiblit également les normes concernant les fuites de méthane provenant de la production de pétrole et de gaz (Climate Action Tracker, 2018).

Le Clean Power Plan, que l'administration Obama a publié en vertu du Clean Air Act, visait à réduire les émissions du secteur de l'électricité de 32% d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2005, en fixant des objectifs pour chaque État individuellement. La mise en œuvre réussie du CPP aurait été une étape importante dans le renforcement de l'action climatique américaine. Toutefois, en août 2018, l'EPA a proposé de remplacer le CPP par le Affordable Clean Energy (ACE) Rule (EIA, 2018) qui limiterait la portée du plan à la réduction des émissions en établissant des règles plus souples pour les centrales à charbon et en permettant aux États d'établir leurs propres normes (EPA, 2018). Il s'agit d'un écart important par rapport au CPP, qui devait obliger tous les États à respecter les normes d'émissions et qui se traduira probablement par des émissions allant jusqu'à 81 MtCO₂eq/an en 2025 et 212 MtCO₂eq/an en 2030 (Climate Action Tracker, 2018).

Le gouvernement fédéral a joué un rôle assez fort dans la diffusion des biocarburants, mais son rôle a été beaucoup moins important en ce qui concerne les EnR électriques. **L'électricité renouvelable aux États-Unis s'est développée en grande partie grâce aux politiques incitatives des États, appuyées, entre autres, par des incitations fiscales fédérales. À bien des égards, les États ainsi que**



les gouvernements locaux et des organisations régionales se sont montrés plus ambitieux que le gouvernement fédéral.

• **LES ÉTATS OUVRENT LA VOIE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE** • Au niveau infranational, 29 États ont mis en place des systèmes de quotas obligatoires en matière d'EnR (*Renewable Portfolio Standards, RPS*) et 9 ont fixé des objectifs volontaires (*America's Pledge, 2017*). D'autres mesures incitatives ont été également mises en place comme le système de facturation nette ou des crédits subventionnés pour des projets d'EnR. Les RPS sont des instruments de politique assez flexibles qui exigent que les fournisseurs d'électricité obtiennent un pourcentage minimal de leur énergie à partir de sources d'énergie renouvelables à une certaine date. Chaque État établit un quota (généralement un pourcentage d'EnR) et l'entreprise choisit de remplir son mandat en utilisant une combinaison de différentes sources (éolienne, solaire, biomasse, géothermique ou d'autres sources renouvelables). Certains RPS spécifieront la combinaison de technologies, tandis que d'autres la laisseront au marché.

Alors que le premier RPS a été établi en 1983, la majorité des États ont adopté ou renforcé leurs normes après 2000 (IEA/IRENA, 2018). Le quota obligatoire est généralement accompagné par un élément de flexibilité économique : un système de crédits échangeables d'électricité renouvelable (des « certificats verts »). Les fournisseurs d'électricité remplissent leur obligation en produisant eux-mêmes de l'électricité renouvelable ou en achetant des certificats excédentaires d'autres producteurs.

Les États disposent du pouvoir de dicter individuellement des politiques de protection de l'environnement, et, cette dernière année, beaucoup ont renforcé certaines normes climatiques et énergétiques. Au cours des derniers mois, les congrès des États ont proposé des centaines de projets de loi relatifs à la production d'énergie propre, à la réduction des émissions de GES, ainsi qu'aux réglementations et mesures en faveur de la protection de l'environnement. Beaucoup cherchent également des moyens de taxer l'émission de carbone, d'encourager les installations à énergie solaire et d'exiger des avancées dans la technologie des EnR en général (Green Gazette, 2017). L'organisation scientifique *Union of Concerned Scientists* (UCS) a récemment proposé et appliqué une méthodologie qui examine l'évolution des énergies propres dans l'ensemble du pays. En examinant 12 paramètres, dont la création d'emplois dans les énergies propres, l'avancement de la part des EnR et la réduction de la pollution des centrales électriques, le rapport identifie les États qui progressent le plus vers un avenir durable. L'analyse de l'UCS distingue clairement des leaders parmi les 50 États américains :

- **La Californie** ouvre la voie des énergies propres. Le Golden State figure en tête en matière d'adoption de véhicules électriques et figure parmi les cinq premiers sur six autres indicateurs : la capacité solaire résidentielle par ménage, les économies d'énergie, les emplois liés aux énergies propres, les objectifs standard en matière d'électricité renouvelable, la facilité d'achat d'énergie renouvelable par les entreprises et les objectifs de réduction des émissions de carbone (Voir Encadré 1 ci-dessous).
- **Le Vermont**, en deuxième position, est l'État qui occupe le premier rang en termes d'emplois dans le secteur des énergies propres et pour son objectif de réduction des émissions de carbone. Il est aussi parmi les premiers en ce qui concerne les économies d'énergie, l'adoption de véhicules électriques et la politique d'efficacité énergétique.
- **Le Massachusetts**, à la troisième place, possède la réglementation en matière d'efficacité énergétique la plus solide et se classe parmi les cinq premiers en termes de capacité solaire résidentielle par ménage, d'économies d'énergie, d'emplois en énergie propre par habitant et d'objectifs de réduction d'émissions.

Cependant, d'autres projets de loi s'opposent à la transition vers une énergie propre. Des propositions de loi pourraient mettre fin au système de facturation nette pour les « prosommateurs » (qui produisent et consomment leur propre énergie) d'énergie solaire, qui gagnent en popularité dans l'Indiana et le Missouri. Les législateurs du Wyoming ont envisagé de pénaliser les producteurs

éoliens et solaires à grande échelle. Surtout, de nombreux États n'ont pas de lois pour atteindre leurs objectifs de réduction des émissions de GES.

Il semble pertinent de souligner également que certains États comme le Texas, moins favorables à l'action climatique et bastions des énergies fossiles, connaissent des progrès remarquables en matière d'EnR. Si la Californie est le champion du solaire, le Texas l'est pour l'éolien. Cet État du sud possède l'un des marchés de l'électricité les plus ouverts et concurrentiels du pays et dispose à nos jours de la capacité installée en énergie éolienne la plus importante des États-Unis avec 22 GW ! En raison de son faible coût marginal, cette énergie a la priorité sur le système électrique texan et durant certains mois elle a déjà fourni un quart de l'électricité consommée dans l'État. Ainsi, d'autres sources de production plus coûteuses, comme le charbon, sont chassées du marché.

Malgré quelques exceptions, il est clair donc que ce sont les États, plus que le gouvernement fédéral, qui conduisent les actions de décarbonation du secteur électrique, à travers deux axes principaux : la promotion des EnR et l'amélioration de l'efficacité énergétique.

L'État de la Californie : une politique énergétique durable.

La Californie a adopté un programme agressif pour la promotion des EnR. La pièce maîtresse du programme est le système de *Renewable Portfolio Standard*, instauré en 2002, qui exige que le pourcentage des ventes d'électricité au détail de l'État qui proviennent de sources renouvelables augmente chaque année (Ballotpedia 2018). Ce pourcentage doit atteindre 33% d'ici 2020 et 50% d'ici 2030. Parmi les autres outils juridiques à l'appui de cet effort, mentionnons un tarif de rachat pour les petits producteurs d'électricité renouvelable. De plus, l'État a introduit en 1996 un système sur la facturation nette qui permet aux clients qui produisent leur propre électricité renouvelable de vendre une partie au réseau.

La Californie possède également la législation la plus ambitieuse du pays en matière de changements climatiques. Le *Global Warming Solutions Act* de 2006 (connu sous le nom de AB 32) oblige l'État à réduire ses émissions de GES aux niveaux de 1990 d'ici 2020. L'AB 32 confie au *California Air Resources Board* (CARB) la tâche de choisir les outils juridiques et politiques pour atteindre cet objectif. Le CARB a choisi de mettre en œuvre un programme de plafonnement et d'échange de permis d'émission.

Le programme plafonne l'ensemble des émissions de GES, puis réduit annuellement la limite globale des émissions jusqu'à ce que l'objectif de 2020 soit atteint. En 2014, la Californie a lié son système de *cap-and-trade* au système de plafonnement et d'échange de droits d'émission du Québec, créant ainsi un marché d'échange de droits d'émission plus vaste qui devrait contribuer à une réduction des coûts (Dernbach, 2018).

En 2016, le parlement californien a adopté une loi fixant un objectif de réduction des émissions de GES de 40% par rapport aux niveaux de 1990 d'ici 2030 ce qui entraîne le besoin d'adapter le système de *cap-and-trade* pour tenir compte du nouvel objectif.

Le programme de plafonnement et d'échange n'est qu'une partie du plan global de la Californie pour atteindre les réductions des émissions " technologiquement réalisables " et " coût-efficaces " que l'AB 32 exige. La Californie limite également l'intensité carbone de nouveaux contrats d'approvisionnement à long terme en électricité de sorte que le fournisseur ne peut produire plus qu'une centrale à cycle combiné au gaz naturel qui émet la moitié environ des émissions d'une centrale au charbon.

ENCADRÉ 1

• **DES VILLES DE PLUS EN PLUS ENGAGÉES** • De nombreuses villes américaines ont pris publiquement l'engagement de réduire les émissions de carbone et de lutter contre le changement climatique par le biais d'initiatives telles que le Pacte des Maires, *We Are Still In*, ou en établissant leurs propres plans d'action pour le climat.



Coordonnées par l'influente ONG progressiste Sierra Club, au moins 80 villes américaines se sont engagées à atteindre une production d'électricité 100% renouvelable dans les décennies à venir. Aux États-Unis, six villes - **Aspen, Burlington, Georgetown, Greensburg, Rock Port et Kodiak Island** - ont déjà atteint leurs objectifs. Ces six villes génèrent à présent 100% de l'énergie utilisée dans la communauté à partir de sources propres, non polluantes et renouvelables.

Alors que les villes américaines se joignent à la quête d'une énergie propre et durable, certaines luttent contre des entreprises privées de services publics (*electricity utilities*) parfois résistantes au changement. D'autres disposent d'un service public municipal ou collaborent avec leurs fournisseurs pour passer à des sources d'énergie plus propres. Aussi, certaines communautés se séparent de ces entreprises appartenant à des investisseurs, en unissant leurs forces pour se procurer leurs propres sources d'énergie dans le cadre de programmes **Community Choice Aggregation (CCA)**.

Les CCA permettent aux communautés de contourner les fournisseurs d'électricité appartenant à des investisseurs en se regroupant pour acheter leur propre énergie en gros et, par conséquent, d'exercer un plus grand contrôle sur leurs options énergétiques. Grâce à la CCA, les décisions concernant l'approvisionnement en électricité, les tarifs et les incitations sont prises au niveau local. Les 18 CCA opérationnels de la Californie représentent d'ores et déjà de nombreux comtés et villes de l'État, et neuf autres devraient être lancés prochainement (Sierra Club, 2018). C'est le cas, entre autres, de **Santa Barbara** qui, en partenariat avec d'autres communes voisines, est en train de créer un CCA. Cette ville californienne s'est engagée à, au moins, 50% d'électricité renouvelable pour l'ensemble de la ville d'ici à 2030. Un peu plus au nord, **San Francisco** et **San Jose** ont été les pionniers de la création de CCA, chacune ayant adopté des objectifs d'énergie 100% renouvelable il y a plus de dix ans.

En août 2017, le conseil municipal d'Orlando (Floride) a adopté à l'unanimité une résolution visant à assurer la transition vers une énergie 100% propre dans les activités municipales d'ici 2030 et dans l'ensemble de la communauté d'ici 2050. Dirigée par le maire Buddy Dyer, fervent défenseur du mouvement de l'énergie 100% propre « Sierra Club », la résolution d'Orlando a été appuyée par une coalition large et diversifiée d'organisations locales, notamment la *League of Women Voters*, IDEAS for Us et la NAACP, ainsi que le Sierra Club. Cette coalition s'emploie actuellement à obtenir l'engagement du retrait des deux derniers groupes de production d'énergie au charbon de la compagnie de la ville, et de les remplacer par des sources renouvelables.

Un objectif d'énergie propre à 100% est ambitieux pour toutes les villes, mais peut-être encore plus dans une capitale de l'industrie charbonnière de longue date comme Saint-Louis (Missouri), qui abrite deux des plus grandes sociétés houillères du pays. Cependant, à la suite du retrait de l'administration Trump de l'Accord de Paris, Lewis Reed, président du conseil de **Saint-Louis**, a exhorté sa ville à prendre en main son avenir. En octobre 2017, le conseil de St. Louis a approuvé à l'unanimité l'engagement de passer à une énergie 100% propre et renouvelable d'ici 2035. Ses partisans ont une vision à long terme pour la ville, axée sur la création d'emplois verts, l'assainissement de l'air et une meilleure qualité de vie pour tous les résidents. La ville a fixé la date limite de décembre 2018 pour élaborer son plan de transition en matière d'énergie propre et, à cette fin, a réuni un comité des parties prenantes.

Ce sont quelques exemples des nombreux engagements pris par des villes américaines en 2017 et 2018. Un suivi de ces engagements permettra de cerner leur concrétisation et leur impact réel dans les trajectoires de décarbonation de ces villes.

3 • LE RÔLE DES ENTREPRISES ET DES INITIATIVES CITOYENNES

Aux États-Unis toute comme dans d'autres pays, les marchés de l'électricité sont bouleversés. Les entreprises traditionnelles du secteur - qu'elles soient privées, publiques ou mixtes - sont confrontées à une double menace. D'une part, on constate l'entrée de nouveaux acteurs issus d'autres secteurs économiques, souvent des géants mondiaux. D'autre part, le grand nombre d'innovations

dans les technologies de production et de stockage d'électricité permet une production de plus en plus décentralisée, dans laquelle les consommateurs et de nouvelles formes d'organisation jouent un rôle plus important.

• **DES ENTREPRISES INTÈGRENT LA DIMENSION CLIMATIQUE DANS LEURS STRATÉGIES** • Dans le cadre du **Sommet Mondial d'Action pour le Climat**, tenu en septembre 2018 à San Francisco, 21 grandes sociétés ont présenté la **Déclaration Step Up**. C'est une nouvelle alliance dédiée à l'exploitation de la puissance des technologies émergentes et à la quatrième révolution industrielle afin de contribuer à réduire les émissions de GES dans tous les secteurs économiques et assurer un tournant climatique pour 2020. Collectivement, ces organisations couvrent un large éventail de secteurs capables de réduire considérablement les émissions de GES dans les bâtiments, les centres de données, les finances, les télécommunications, les transports, etc. On y trouve notamment les compagnies suivantes : Akamai Technologies, Arm, Autodesk, Bloomberg, BT, Cisco Systems, Ericsson, HP, Hewlett Packard Enterprise, Lyft, Nokia, Salesforce, Supermicro, Symantec, Tech Mahindra, Uber, Vigilant, VMware, WeWork, Workday et Zcox.

La déclaration *Step Up* a été élaborée avec le leadership de Salesforce, une entreprise californienne leader mondial de l'informatique en nuage (ou *cloud computing*). La déclaration met l'accent sur le pouvoir de transformation de la quatrième révolution industrielle, qui comprend l'intelligence artificielle, l'informatique en nuage et l'Internet des objets.

Les majors pétrolières s'associent-elles à la transition ?

Si des compagnies pétrolières européennes ont commencé à investir fortement dans les EnR, par exemple, le solaire chez *Total* ou l'éolien off-shore chez l'entreprise norvégienne *Statoil* qui a d'ailleurs récemment changé de nom devenant *Equinor*, les entreprises pétrolières américaines se montrent jusqu'à présent beaucoup moins actives. Une des raisons évoquées est celle de la rentabilité encore inférieure des projets d'EnR par rapport à celle des projets de pétrole et de gaz.

Malgré tout, les majors américaines font quelques pas vers les énergies non-carbonées. *Exxon Mobile* s'intéresse aux biocarburants et consacre une partie croissante de son budget de R&D aux énergies alternatives⁴. Cette compagnie investie autour d'un milliard de dollars par an dans la recherche fondamentale et appliquée sur les technologies à faible émission de carbone. La « supermajor » pétrolière est particulièrement axée sur la biologie synthétique. Elle espère prouver la faisabilité commerciale du déploiement d'algues génétiquement modifiées dans de grandes exploitations en plein air capables de produire l'équivalent de 10 000 barils par jour de pétrole brut renouvelable à partir de la lumière du soleil et du CO₂ industriel. Si l'entreprise réussit ce pari, cette conception modulaire pourrait évoluer à des niveaux beaucoup plus importants. *ExxonMobil* développe également des microbes génétiquement modifiés avec *Renewable Energy Group*, le plus grand producteur de biodiesel du pays, qui pourrait produire du biodiesel à partir de la biomasse résiduelle (c'est-à-dire sans l'utilisation de cultures alimentaires comme le maïs). D'autres projets incluent des piles à combustible qui capturent et consomment du CO₂ pour produire de l'électricité et de nouvelles technologies pour la fabrication de plastiques émettant 50 % moins de CO₂⁵.

4 - [tps://www.enidaily.com/en/sparks_en/oil-majors-invest-renewable-energy/](https://www.enidaily.com/en/sparks_en/oil-majors-invest-renewable-energy/)

5 - <https://www.fool.com/investing/2018/06/04/big-oil-is-investing-billions-in-renewable-energy.aspx>



De son côté, *Chevron* détient des participations dans des installations de production solaires, éoliennes et géothermiques pouvant alimenter environ 113 000 foyers américains chaque année. Cela semble modeste mais représente les premiers pas d'une possible stratégie de développement vers les EnR pour cette entreprise fortement présente sur la côte ouest des États-Unis. *Chevron* a également investi dans les carburants renouvelables de nouvelle génération sans grand succès, mais voit tout de même un avenir prometteur pour le diesel renouvelable. La société a testé des taux de mélange (avec le diesel à basse de pétrole) de 6 % à 20 % pour certains terminaux en Californie.

ENCADRÉ 2

En ce qui concerne la production d'électricité, les entreprises de services publics appartenant à des investisseurs privés (*the electric utilities*) fournissent 38,7% de la production totale aux États-Unis, les producteurs autres que ces services près de 39,9%, les services publics municipaux 10%, les agences fédérales 6,4% et les coopératives électriques 5% (Klass, 2017).

Certaines de ces entreprises prennent de l'avance dans les efforts de décarbonation. C'est le cas de *NRG Energy*, une entreprise américaine de production et de distributions d'énergie, présente dans onze États. À compter de 2009, *NRG* a lancé une initiative visant à devenir un producteur d'énergie verte aux États-Unis et a commencé à investir dans des projets d'énergie propre. Il s'agit notamment de l'énergie éolienne terrestre et marine, de l'énergie solaire thermique, des installations solaires PV, ainsi que de la transformation de certaines de leurs centrales au charbon traditionnelles en biomasse. A la fin de 2010, *NRG* a lancé le réseau "EVgo", l'un des premiers réseaux de stations de recharge pour des voitures électriques. L'entreprise s'était fixée l'objectif de réduire de moitié ses émissions absolues en 2030 par rapport à 2014. Elle a déjà réussi à réduire ses émissions de près de 20 millions de tonnes et l'objectif sera donc atteint bien avant 2030. **L'action climatique a aidé *NRG* à mettre sur le marché des solutions innovantes, à répondre aux besoins actuels des clients et à anticiper leurs besoins futurs, tout en rendant l'entreprise plus forte et plus performante.** Il permet également d'attirer et de retenir les meilleurs talents de l'industrie et a permis d'obtenir d'excellents rendements pour les actionnaires, a déclaré l'un des responsables de l'entreprise (Greenbiz 2018).

APPLE et TESLA rentrent dans le marché de l'énergie

Un certain nombre d'entreprises établies avec une marque reconnue dans divers secteurs semblent être prêtes à concourir dans des marchés électriques, depuis longtemps dominés par des énergéticiens traditionnels.

Parmi ces nouveaux « entrants », l'on trouve *Apple* qui a créé discrètement une filiale appelée *Apple Energy LLC* et a demandé à la *FERC* (*Federal Energy Regulatory Commission*) une licence lui permettant de revendre de l'électricité directement aux consommateurs de détail. Selon la presse spécialisée plusieurs raisons justifieraient la stratégie de l'entreprise de la pomme (Sioshansi, 2017). Premièrement, *Apple* dispose de 93% d'EnR dans toutes ses activités, son objectif étant d'atteindre 100%

rapidement. La société a passé des contrats avec des développeurs solaires du monde entier pour une capacité de 521 MW, ce qui en fait l'un des plus gros consommateurs mondiaux d'énergie solaire. En outre, elle investit dans des bâtiments à consommation énergétique nette zéro, notamment son nouveau siège à *Cupertino*, en Californie.

Deuxièmement, la société est en position de générer une production renouvelable excédentaire la plupart du temps, en particulier lors des journées fraîches et ensoleillées du printemps, lorsqu'il n'y a pas recours à la climatisation. L'excédent d'énergie peut être revendu au réseau au prix de gros - ou bien mieux - à d'autres clients aux tarifs de détail en vigueur, qui ont tendance à être de deux à trois fois plus élevés.

Troisièmement, certains analystes spéculent sur la possibilité qu'Apple reprenne ses plans de développement de voitures électriques, domaine dans lequel elle a travaillé discrètement pendant un certain temps. Avoir une production d'EnR excédentaire pour alimenter les batteries des véhicules électriques peut lui ouvrir de nouveaux marchés dans un moment où le marché de téléphones portables semble saturé.

Enfin, elle compte avec la valeur de sa marque Apple. Ses clients semblent susceptibles d'acheter n'importe quel bien ou service qui compte avec le fameux logo, l'électricité y compris, surtout s'il est 100 % renouvelable.

Mi-novembre 2016, les actionnaires de Tesla ont approuvé l'acquisition de SolarCity pour 2,6 milliards de dollars lors d'une assemblée extraordinaire. Cela signifie que Tesla peut

aller de l'avant avec un système intégré de toit solaire et de batterie résidentielle annoncé en octobre 2016. L'entreprise parie que le coût de l'électricité solaire avec du stockage à travers des batteries sera inférieur aux tarifs de détail de l'électricité dans de nombreux endroits. Si l'entreprise réussit à combiner les deux produits, elle peut commencer à perturber les industries de l'automobile et de l'électricité à partir du même bunker en regroupant la mobilité électrique, les panneaux solaires PV et le stockage. Des clients aisés qui peuvent se permettre un véhicule électrique haut de gamme, peuvent souhaiter produire une partie de leur électricité sur leur toit, et pourraient vouloir en stocker une partie dans des batteries pour l'utiliser plus tard (Sioshansi, 2017).

ENCADRÉ 3

• **LE MOUVEMENT « DÉMOCRATIE ÉNERGÉTIQUE »** • La démocratie énergétique est à la fois un concept nouveau et un mouvement social émergent qui relie le changement des infrastructures énergétiques aux possibilités d'un changement politique, économique et social profond. Le terme continue à se répandre dans les luttes pour la justice climatique, portées par des syndicats, des communautés universitaires et des partis politiques. Ce concept est de plus en plus utilisé aux États-Unis pour réclamer et justifier l'intégration de politiques liant la justice sociale et l'équité économique aux transitions vers les énergies renouvelables (Burke & Stephens, 2017).

La démocratie énergétique est née de mouvements citoyens qui luttent contre les crises climatique et économique, résistent à l'expansion des combustibles fossiles et cherchent une transition vers les énergies renouvelables. Depuis 2012, divers groupes⁶ et organisations ont explicitement repris le terme de démocratie énergétique aux États-Unis et en Europe comme thème central du discours sur l'énergie et le changement climatique. En 2012, aux États-Unis, le *Cornell University's Global Labor Institute* a accueilli une table ronde internationale de syndicalistes qui ont utilisé la démocratie énergétique pour encadrer la lutte pour la transition énergétique, d'où est née une nouvelle organisation, la *Trade Unions for Energy Democracy*.

Cette voie de transition se caractérise par une présence importante d'acteurs qui ont perdu confiance dans les systèmes de gouvernance existants, par l'émergence de nouveaux principes directeurs, croyances et pratiques, la coexistence d'innovations multiples et d'expérimentations généralisées, et un passage à des systèmes plus locaux ou régionaux et des technologies et structures de gestion décentralisées. Parmi celles-ci, l'on trouve les coopératives énergétiques, les *Community Choice Aggregation* (voir 2.3 ci-dessus), les systèmes de facturation nette ou les *Community Benefit Agreements* (Burke & Stephens, 2017).

6 - Community Power Network, Local Clean Energy Alliance, Trade Unions for Energy Democracy, Institute for Local Self Reliance, Center for Social Inclusion, Climate Justice Alliance, Rosa Luxemburg Foundation, Alternative Information and Development Centre, Public Services International, Emerald Cities Collaborative, Energy Democracy Alliance of New York, entre autres.

CONCLUSION

Une analyse des engagements enregistrés et quantifiés d'acteurs sous-nationaux et non-étatiques aux États-Unis (America's Pledge, 2018 ; Climate Action Tracker, 2018) suggère que ces engagements, s'ils sont mis en œuvre, pourraient entraîner une réduction des émissions de 17% à 24% en 2025 par rapport aux niveaux de 2005.

Alors que le gouvernement fédéral a fortement changé sa politique climatique, notamment avec la décision de sortir de l'Accord de Paris, le leadership américain en matière de climat demeure bien vivant. Il s'agit d'un nouveau type de leadership dit *bottom up* animé par la conviction des citoyens, le leadership des villes et des États ainsi que par la capacité d'innovation de ses entreprises, permettant non seulement de prendre des mesures concrètes aujourd'hui mais aussi de jeter les bases d'un futur partenariat avec le gouvernement fédéral. La poursuite de la baisse des émissions de CO₂ du secteur électrique américain dira, dans les prochaines années, si les dynamiques portées par les États fédérés auront plus fortes que la volonté fédérale de relance du charbon, à rebours des évolutions économiques récentes.

N'HÉSITEZ PAS À RÉAGIR À CETTE FICHE, ET À NOUS SIGNALER RAPPORTS ET DONNÉES COMPLÉMENTAIRES VIA L'ADRESSE SUIVANTE :
CONTRIBUTION@CLIMATE-CHANCE.ORG



RÉFÉRENCES

RAPPORTS ET BASES DE DONNÉES :

- Climate Action Tracker, Fiche-pays sur les engagements climats des États-Unis, Octobre 2018
- ENERDATA, Global Energy & CO₂ Data, Octobre 2018.
- IEA/IRENA, Global Renewable Energy Policies and Measures Database, Octobre 2018.
- US Energy Information Administration, Octobre 2018.

LITTÉRATURE GRISE ET SCIENTIFIQUE :

- America's Pledge (2017). America's Pledge Phase 1 Report : States, Cities, and Businesses in the United States Are Stepping Up on Climate Action.
- Burke, M. & Stephens, J. (2017). Energy democracy : Goals and policy instruments for sociotechnical transitions. Energy Research & Social Science 33 (2017) 35–48
- EIA (2018). Alternative Policies in Power Generation and Energy Demand Markets.
- EIA (2018). U.S. Energy-Related Carbon Dioxide Emissions, 2017.
- Feaster, S. (2018). Record Drop in U.S. Coal-Fired Capacity Likely in 2018. IEEFA
- Gerrard, M. (2017). Legal Pathways for a Massive Increase in Utility-Scale Renewable Generation Capacity. Environmental Law Reporter 7-2017.
- Klass, A. (2017). Expanding the U.S. Electric Transmission and Distribution Grid to Meet Deep Decarbonization Goals. Environmental Law Reporter 9 -2017.
- Sioshansi, F., (2017). United States of America : Apple and Tesla enter the Energy Market. European Energy Journal, Volume 6, Number 4, February 2017, pp. 73-76(4)
- Stephens, J. (2017). Framing of customer engagement opportunities and renewable energy integration by electric utility representatives. Utilities Policy 47 (2017) 69-74
- Sierra Club (2018). Ready for 100% : 2018 Case Study Report.
- Union of Concerned Scientists (2017). Clean Energy Momentum

PRESSE & COMMUNICATION :

- https://ballotpedia.org/Energy_policy_in_California
- <https://www.motherearthnews.com/renewable-energy/renewable-energy-policy-zm0z17onzkin>
- <https://cleantechnica.com/2018/10/29/us-coal-on-track-for-record-capacity-decline-closing-15-4-gigawatts/>
- <https://dailycaller.com/2018/10/26/COAL-FIRED-POWER-SHUTTING-DOWN/>
- <https://globalclimateactions Summit.org/fr/new-collaboration-of-twenty-one-companies-is-dedicated-to-accelerating-climate-action-using-the-power-of-technology/>
- <https://www.brookings.edu/blog/planetpolicy/2018/06/01/trump-tried-to-kill-the-paris-agreement-but-the-effect-has-been-the-opposite/>

- <https://www.smartcitiesdive.com/news/the-invisible-power-of-cities/538544/>
- <https://www.novethic.fr/actualite/entreprise-responsable/isr-rse/patagonia-apple-ou-starbucks-ces-entreprises-qui-defient-trump-145734.html>
- <https://www.brookings.edu/blog/planetpolicy/2018/06/01/one-year-since-trumps-withdrawal-from-the-paris-climate-agreement/>
- <https://www.wearestillin.com/COP23>
- <https://www.greenbiz.com/article/6-leading-companies-raising-climate-ambition>
- <https://www.bcg.com/publications/2018/are-oil-companies-ready-for-next-energy-transition-us.aspx>
- <https://www.greentechmedia.com/articles/read/report-for-majors-investigating-clean-energy-its-about-balancing-risk-and-r#gs.LDldxT8>
- https://www.eniday.com/en/sparks_en/oil-majors-invest-renewable-energy/
- <https://www.fool.com/investing/2018/06/04/big-oil-is-investing-billions-in-renewable-energy.aspx>





Les émissions fugitives : angle mort de la lutte contre le changement climatique

La catégorie des émissions fugitives recouvre un vaste ensemble d'émissions mal maîtrisées : accidentelles, diffuses ou non-productives. Cet ensemble représente une part significative des émissions de gaz à effet de serre anthropiques dont l'évaluation, et a fortiori la réduction, est encore balbutiante. Souvent oubliées des politiques climatiques et des mécanismes institutionnels, les actions dans ce domaine reposent avant tout sur les émetteurs eux-mêmes, poussés par la société civile et les partie-prenantes locales.

Rédacteur principal • THIBAUT LACONDE • *Consultant, Energie & Développement*

SOMMAIRE

1 • ÉMISSIONS FUGITIVES : DÉFINITION ET ÉVOLUTION

- Définition(s)
- Données disponibles sur les émissions fugitives
- Une présomption de hausse

2 • AMÉLIORER LES MESURES ET LE REPORTING

- Problématiques et origines des incertitudes
- Initiatives académiques, associatives et industrielles

3 • PRINCIPALES SOURCES D'ÉMISSIONS FUGITIVES, SOLUTIONS ET INITIATIVES

- Le torchage du gaz naturel
- L'amont gazier et pétrolier
- Le secteur du charbon



1 • ÉMISSIONS FUGITIVES : DÉFINITION ET ÉVOLUTION

La nature des émissions fugitives les rend difficiles à évaluer mais leur niveau est significatif - de l'ordre de 5% des émissions mondiales - et probablement orienté à la hausse sur les dernières années.

• **DÉFINITION(S)** • Le GIEC définit les émissions fugitives comme les « émissions [de gaz à effet de serre] qui ne sont pas produites par une émission intentionnelle par une cheminée ou un événement » et précise qu'elles peuvent « inclure des fuites provenant d'usines industrielles et de pipelines » (IPCC, 2006). Une définition précédente donne plus de détails sur les sources potentielles d'émissions fugitives : « elles peuvent être causées par la production, le traitement, le transport, le stockage et l'utilisation de combustibles et comprennent les émissions liées à la combustion seulement si celles-ci ne répondent pas aux besoins d'une activité productive (par exemple : le torchage de gaz naturel sur installations de production de gaz et de pétrole) » (IPCC, 1996).

Cette définition est susceptible de varier d'un secteur à l'autre. Dans le secteur des énergies fossiles, les émissions fugitives sont parfois définies largement comme toutes les émissions qui ne sont pas liées à l'utilisation finale du combustible. Dans le domaine de la pollution atmosphérique, une émission fugitive peut être définie comme le « rejet de polluants dans l'atmosphère libre après que ceux-ci aient échappé à une tentative de captation à l'aide d'une hotte, d'un joint, ou de tout autre moyen qui aurait dû assurer la capture et la rétention de ces polluants », elles s'opposent aux émissions canalisées (CITEPA, 1999).

Il ne semble donc pas exister de définition stable et universelle pour les émissions fugitives. En pratique, celles-ci incluent en général les émissions accidentelles (rupture de gazoduc, incendie de veine de charbon...), les fuites et les émanations diffuses (valves ou joints défectueux, migration de gaz vers la surface à proximité de puits ou de mines, émissions par des puits abandonnés...) et les rejets intentionnels mais non-productifs (ventilation de mines, torchage, dégazage...). De très nombreux phénomènes sont donc impliqués dans une catégorie qui est avant tout négative : les émissions fugitives sont finalement les émissions liées aux activités humaines qui n'entrent dans aucune autre catégorie.

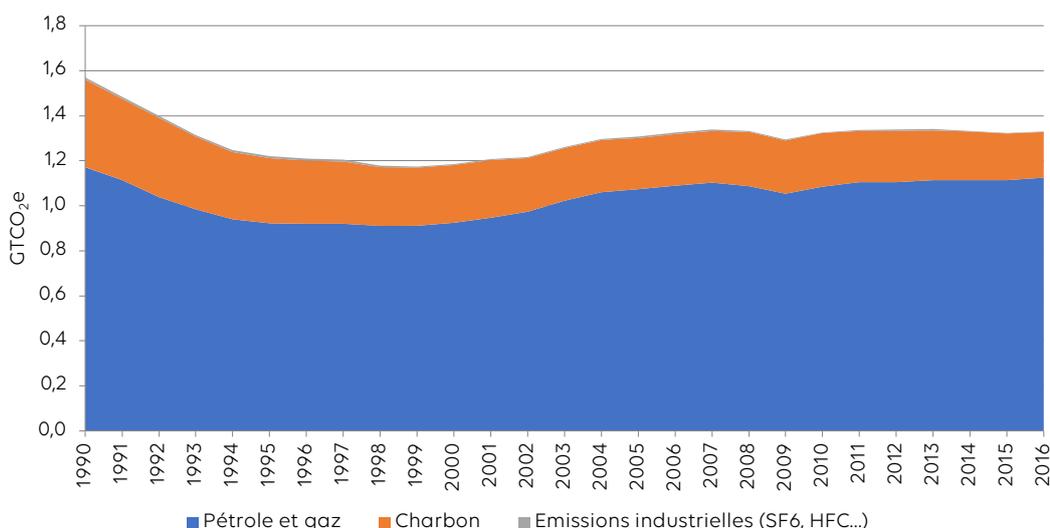


FIGURE 1. ÉMISSIONS FUGITIVES (PAYS DE L'ANNEXE I)

• **DONNÉES DISPONIBLES SUR LES ÉMISSIONS FUGITIVES** • Par nature, les émissions fugitives sont difficiles à quantifier. Il n'existe pas de données complètes à l'échelle mondiale, il est toutefois possible d'évaluer leur importance et leur évolution en combinant les inventaires nationaux et des données secondaires.

Dans le cadre de la Convention-cadre des Nations-Unies sur les Changements Climatiques, les pays industrialisés (« pays de l'annexe I ») communiquent régulièrement leurs émissions fugitives. Ces inventaires font apparaître des émissions stables depuis le milieu des années 2000 après une baisse au début des années 90 et un rebond autour de 2000. **En 2016, les émissions fugitives rapportées par les pays industrialisés étaient de 1,33 milliards de tonnes équivalent CO₂ contre 1,57 en 1990, environ 85% de ces émissions venaient du secteur des hydrocarbures, 15% du charbon et une fraction de l'industrie (UNFCCC GHG data).**

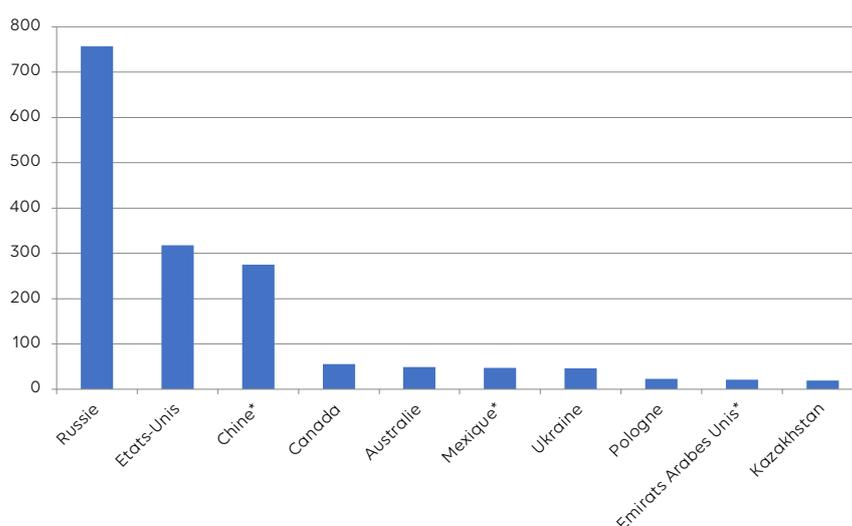


FIGURE 2. ÉMISSIONS FUGITIVES POUR UNE SÉLECTION DE PAYS

(Source : UNFCCC GHG data sauf *Enerdata)

Hors pays de l'annexe I, les données sur les émissions fugitives sont généralement partielles et datées : 276 MTCO₂eq pour la Chine (2005, CH₄ uniquement), 58 MTCO₂eq pour le continent africain (2000, CH₄ uniquement), 47 MTCO₂eq pour le Mexique (2006, CH₄ uniquement), 21 MTCO₂eq pour les Emirats Arabes Unis, etc. (Enerdata)

Ces données quoiqu'incomplètes et en partie obsolètes montrent que les émissions fugitives représentent une part significative des émissions de gaz à effet de serre mondiales : au moins 2 GTCO₂eq soit de l'ordre 5% du total. Elle montre aussi une corrélation entre les pays avec de fortes émissions et ceux disposant d'une importante industrie pétrolière, gazière ou charbonnière.

Si des émissions fugitives peuvent avoir lieu dans toutes activités manipulant des gaz à effet de serre - réfrigération (HFC, CFC), électricité (SF₆), santé (N₂O), etc. - elles ont en effet lieu principalement lors de l'extraction, du transport, du stockage et du traitement des énergies fossiles et sont en grande partie constituées de CH₄ (méthane ou « gaz naturel »).

• **UNE PRÉSOMPTION DE HAUSSE** • Les ordres de grandeurs mentionnés plus haut doivent cependant être pris avec prudence. En effet, on observe depuis le milieu des années 2000 une augmentation inexpliquée de la concentration en méthane dans l'atmosphère. Ce phénomène pourrait indiquer une sous-estimation des émissions fugitives de ce gaz : l'augmentation simultanée de la concentration en éthane semble désigner l'industrie pétrolière et gazière comme responsable mais la signature isotopique du méthane pointe vers une origine naturelle (rizières, marécages, bétail, dégradation de déchets végétaux naturels ou issus de l'agriculture...). Des travaux récents ont proposé une solution à ce paradoxe et tendent à confirmer la responsabilité de la production d'hydrocarbures qui serait à l'origine de 50 à 75% de la hausse observée (Worden, 2017).

Même si cette hypothèse reste controversée elle est corroborée par des mesures effectuées à



proximités des sites de production d'hydrocarbures. Celles-ci ont relevé des taux de méthane anormalement élevés (Zavala-Araiza, 2015) : les émissions fugitives rapportées par le secteur pétrolier et gazier américain pourraient ainsi être sous-évaluées de 60% (Alvarez, 2018).

2 • AMÉLIORER LES MESURES ET LE REPORTING

L'évaluation des émissions fugitives représente un enjeu climatique mais aussi politique et économique.

C'est particulièrement le cas pour l'industrie gazière. A énergie équivalente, la combustion du gaz produit environ deux fois moins de dioxyde de carbone que la combustion du charbon et 30% moins que celle de produits pétroliers. Cependant, comme à quantité égale le méthane contribue beaucoup plus au réchauffement climatique que le dioxyde de carbone, cet avantage peut être rapidement contrebalancé par des émissions fugitives plus importantes. Aux États-Unis, par exemple le passage du charbon au gaz dans la production d'électricité représente un gain pour le climat seulement si le taux de fuite en amont des centrales est inférieur à 3%, le passage du carburant liquide au gaz pour les véhicules utilitaires (camion, bus...) représente un gain si le taux de fuite est inférieur à 1% (WRI, 2013). Certaines études suggèrent que les émissions fugitives pourraient dépasser 4% (Pétron, 2014) voire atteindre 7,9% pour le gaz non conventionnel (Howarth, 2011). Ces évaluations remettent en cause l'avantage climatique attribué au gaz par rapport aux autres combustibles fossiles, et donc les investissements réalisés dans cette énergie.

• **PROBLÉMATIQUES ET ORIGINES DES INCERTITUDES** • Outre l'absence d'une définition claire, l'évaluation de ces émissions pose plusieurs problèmes pratiques et méthodologiques. Le premier d'entre eux est la détection des émissions. Celles-ci peuvent en effet être involontaires (fuites et pertes sur le réseau gazier par exemple) voire avoir lieu longtemps après la fin d'une activité (émissions liées aux puits et aux mines à l'abandon par exemple). De plus le principal gaz concerné est le méthane qui, à l'état naturel, est invisible et sans odeur.

Les producteurs indépendants aux États-Unis

Comme les émissions fugitives sont souvent diffuses, la collecte de l'information pose également problème. C'est particulièrement le cas lorsque les activités émettrices sont morcelées avec de nombreux intervenants de petite taille. Le secteur pétrolier et gazier aux États-Unis est exactement dans cette situation. En raison d'un droit minier original qui permet aux propriétaires des sols d'exploiter les ressources géologiques qui s'y trouvent sans autorisation ni concession, la production de pétrole et de gaz aux États-Unis est dominée par de petites et moyennes entreprises. Les États-Unis comptent ainsi 9 000 producteurs indépendants (c'est-à-dire qui produisent moins de 5 millions de dollars d'hydrocarbures par an ou raffinent moins de 75 000 barils par jours). Ces entreprises, qui emploient en moyenne 12 salariés, forment 95% des puits et produisent 54% du pétrole américain et 85% du gaz. Cette situation rend l'estimation des émissions fugitives plus complexe et limite les moyens que les entreprises peuvent consacrer à leur mesure et à leur réduction.

Source : Independent petroleum association of America

ENCADRÉ 1

Un deuxième problème est lié à la conversion de ces émissions en équivalent carbone. Les émissions fugitives sont largement composées de méthane, ce gaz a une durée de vie dans l'atmosphère et une capacité à intercepter le rayonnement infrarouge différente de celle du dioxyde de carbone.

Pour exprimer l'impact de ces émissions sur le climat dans une unité unique, on calcule leur pouvoir de réchauffement global (PRG) à 100 ans, c'est-à-dire l'énergie supplémentaire qu'elles vont renvoyer vers la surface terrestre en un siècle rapportée à celle que renverrait une tonne de dioxyde de carbone. Cette équivalence permet d'estimer combien de tonnes de CO₂ « vaut » une tonne de CH₄. Or ce chiffre a régulièrement été revu à hausse depuis les années 90 : Le deuxième rapport du GIEC l'évalue à 21, c'est-à-dire qu'une tonne de méthane aurait le même effet sur le climat que 21 tonnes de CO₂ - chiffre qui fait encore souvent référence, alors que le quatrième rapport du GIEC retient 25 et le cinquième 28 (Greenhouse gas protocol, 2016). **Toutes choses égales par ailleurs, ces réévaluations font mécaniquement augmenter le rôle des émissions fugitives.**

• **INITIATIVES ACADÉMIQUES, ASSOCIATIVES ET INDUSTRIELLES** • Un important travail est encore nécessaire pour parvenir à une évaluation fiable des émissions fugitives aussi bien au niveau macroscopique qu'à l'échelle des installations émettrices. Chercheurs, organisations non gouvernementales et industriels se mobilisent pour réduire ces incertitudes et les risques climatiques et économiques qui en découlent.

Les études initiées par l'Environmental Defense Fund

L'ONG américaine Environmental Defense Fund a initié un programme de recherche de grande ampleur pour évaluer et localiser les émissions fugitives dans la chaîne logistique du gaz aux États-Unis. Ce programme comprenant 16 projets indépendants a fait intervenir 140 chercheurs et experts issus de 40 universités ou centres de recherche (NOAA Earth System Research Laboratory, Stanford, Harvard, University of Texas...) et de 50 entreprises. Il a conduit à plus d'une trentaine de publications scientifiques entre 2013 et 2018. Une synthèse de ces travaux a été publiée dans *Science* (Alvarez, 2018), elle évalue les fuites lors de l'extraction, du transport, du stockage et du traitement du gaz à 2,3% de la production américaine, soit 60% de plus que l'inventaire réalisé par l'EPA, l'agence fédérale de protection de l'environnement, sur la base des déclarations des entreprises concernées. Elle montre en outre de fortes disparités entre différents sites et suggère qu'une détection plus rapide des fuites permettrait de les réduire significativement et économiquement avec les technologies existantes.

Source : www.edf.org/climate/methane-studies

ENCADRÉ 2

Des projets de recherche et développement sont également en cours pour mettre sur le marché des solutions permettant de détecter plus rapidement les émissions diffuses. C'est le cas par exemple du projet d'imagerie optique GaSes, développé par l'entreprise espagnole SENSIA et soutenu par l'Union Européenne dans le cadre du programme H2020.

3 • PRINCIPALES SOURCES D'ÉMISSIONS FUGITIVES, SOLUTIONS ET INITIATIVES

Même si les données sont incomplètes, il est possible d'identifier quelques activités qui contribuent de façon importante aux émissions fugitives : le torchage du gaz, la chaîne logistique des hydrocarbures et la chaîne logistique du charbon.



• **LE TORCHAGE DU GAZ NATUREL** • Torcher du gaz, c'est le brûler sans utiliser la chaleur produite. Cette opération permet de se débarrasser facilement de gaz combustibles issus de l'extraction pétrolière ou du raffinage mais rejette du dioxyde de carbone. Par convention les émissions liées au torchage sont considérées comme des émissions fugitives. L'année dernière, 140,57 milliards de mètres cubes de gaz ont été torchés, soit l'équivalent de 3% de la production mondiale de gaz naturel.

Cette pratique a reculé en 2017 pour la première fois depuis 2010 : le volume de gaz torché a baissé de 5% environ malgré une augmentation de la production mondiale de pétrole de 0,5% (Banque Mondiale, 2018). Le torchage reste cependant responsable de l'émission de 300 millions de tonnes de CO₂ par an.

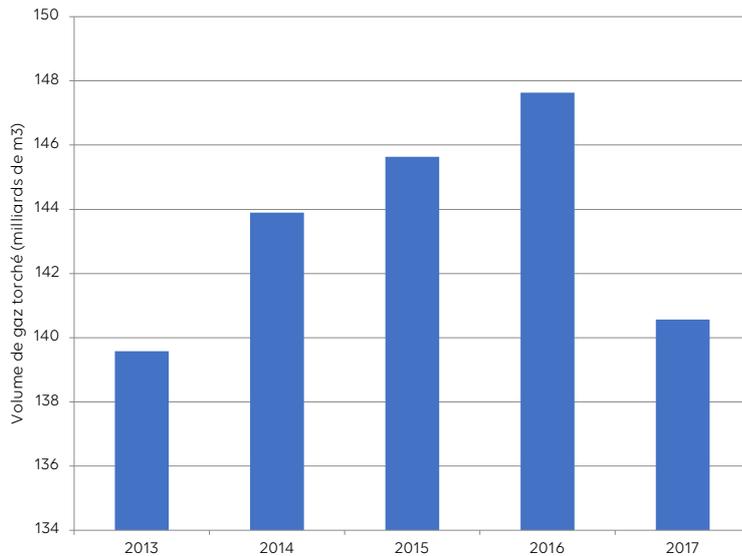


FIGURE 3. VOLUME ANNUEL DE GAZ TORCHÉ DANS LE MONDE

(Banque Mondiale)

Origine du torchage et solutions

En général, les gisements de pétrole contiennent aussi du méthane. Ce « gaz associé » doit être séparé des hydrocarbures liquides avant leur traitement. Ce gaz a longtemps été considéré comme un sous-produit embarrassant de la production pétrolière qui était rejeté ou brûlé. Ce n'est que dans la seconde moitié du XX^e siècle que le gaz naturel a commencé à être utilisé à grande échelle, mais même aujourd'hui il reste parfois plus économique de brûler le gaz que de l'acheminer vers un acheteur, en particulier lorsque le point de production est éloigné des zones de consommation. L'éventail de solutions disponibles pour acheminer le gaz s'est pourtant élargi. Outre la construction d'un gazoduc, il est possible de compresser le gaz pour en réduire le volume, de le liquéfier voire de le solidifier pour en faciliter le transport. Autrefois marginal, ce processus s'est largement développé au cours des 10 dernières années notamment sous l'impulsion d'entreprises américaines - Chevron, Cheniere, Dominion, etc. - recherchant de nouveaux marchés à l'export. Il nécessite cependant des infrastructures particulièrement coûteuses et longues à mettre en place. D'autres solutions existent pour éviter le torchage même lorsque le transport du gaz est impossible ou non économique. On peut citer notamment : la réinjection du gaz dans le puits, cette option permet d'augmenter la pression dans le réservoir et de faciliter la récupération du pétrole mais aussi de conserver le gaz pour pouvoir éventuellement l'extraire à nouveau plus tard.

Mise en place au Kazakhstan depuis 2000, la réinjection a permis d'éviter le rejet de 49 millions de tonnes de dioxyde de carbone et en Iran 31 millions de mètres cubes par jour sont réinjectés dans les réservoirs. Cette solution n'est cependant rentable que si la quantité de gaz associé est faible. La production d'électricité en brûlant le gaz dans une turbine plutôt qu'une torchère. La production de méthanol (lui-même utilisé ensuite pour produire d'autres produits pétrochimiques comme l'éthylène ou le propylène) ou d'ammoniac. Cette méthode est répandue dans les pays du Golfe Persique.

Source : Soltanieh, 2016

ENCADRÉ 3

Malgré ces progrès, le torchage reste courant en particulier dans les pays qui n'offrent pas de marché ou d'infrastructures permettant d'écouler le gaz. Son utilisation est donc souvent liée au développement et à la stabilité de la région : au Yémen, par exemple, le volume de gaz torché par baril de pétrole produit a été multiplié par 4 entre 2013 et 2017, en Syrie il a été multiplié par 10... (Banque Mondiale).

Pour limiter cette pratique, la Banque mondiale a lancé une initiative « *Zero routine flaring* » qui mobilise les pétroliers et les gouvernements afin d'éliminer le torchage dans le fonctionnement normal des installations d'ici à 2030.

La réduction du torchage chez ENI

Des entreprises se sont engagées à atteindre ce résultat plus tôt : c'est le cas, par exemple d'ENI. L'entreprise italienne s'est engagée en 2007 à réduire progressivement le torchage en vue de l'éliminer complètement en 2025. Deux milliards de dollars ont été investis dans ce programme qui a déjà permis de réduire de 75 % le volume de gaz torché. De plus, depuis 2010, les nouveaux projets développés par Eni n'ont plus recours au torchage dans les conditions normales d'exploitation. Pour cela l'entreprise italienne s'est appuyée en premier sur la valorisation du gaz associé en lien avec les gouvernements des pays concernés. Cette valorisation dans la production d'électricité ou la distribution lo-

cale de gaz permet aussi d'améliorer l'accès des populations locales à une énergie moderne. Lorsque cette valorisation n'était pas possible, ENI réinjecte le gaz dans les puits. Le projet de M'Boundi (République du Congo) est un exemple de ce processus : en mars 2014, ENI a terminé l'installation de deux installations de compression qui permettent d'acheminer la majorité du gaz associé vers une centrale de 300 MW appartenant à CEC (Centrale Electrique du Congo), le gaz excédentaire est réinjecté dans les puits. Ce projet a nécessité un investissement de 300 millions de dollars et permet de valoriser 3 millions de mètres cubes de gaz par jour.

Source : ENI

ENCADRÉ 4

Le torchage a aussi des conséquences sur l'environnement local (pollution atmosphérique, bruit...), c'est pourquoi des communautés se mobilisent pour obtenir la fin de cette pratique, souvent avec l'appui d'organisations non-gouvernementales. En 2015, par exemple, des représentants nigériens des communautés Egi ont participé à l'assemblée générale de Total pour réclamer l'arrêt du torchage dans le delta du Niger et témoigner des problèmes environnementaux et sociaux liés à l'exploitation d'hydrocarbures. Ils étaient soutenus par l'organisation non gouvernementale les Amis de la Terre (Novethic, 2015). En 2017, Total Exploration and Production Nigeria a signé 2 accords avec la communauté Egi pour l'amélioration des conditions de vie des riverains de ses installations.



- **L'AMONT GAZIER ET PÉTROLIER** • Outre le torchage, le secteur des hydrocarbures est responsable d'émissions fugitives de méthane à tous les stades de son activité :
 - au niveau du puits : le méthane est normalement canalisé et récupéré via l'enveloppe du puits mais une partie peut s'échapper et rejoindre l'atmosphère au travers du sol dans les environs du forage (Kang, 2014), ces émanations diffuses peuvent se prolonger jusqu'à une décennie après la fin de l'exploitation (Boothroyd, 2016) ;
 - lors du transport et du stockage du gaz : étanchéité imparfaite des valves et robinets, ruptures et fuites, dégazages volontaires ou non... ;
 - lors du traitement des produits pétroliers : une raffinerie compte plusieurs dizaines de milliers de valves qui peuvent laisser échapper de faibles quantités de gaz à effet de serre ou d'autres polluants.

L'accident d'Aliso Canyon en 2015-2016

Le site de stockage de gaz d'Aliso Canyon, à proximité de Porter Ranch, est exploité par la SoCalGas, le premier distributeur de gaz naturel du sud de la Californie. Il comporte 114 puits capables de contenir 2,4 milliards de mètres cubes de gaz, soit un stockage d'énergie équivalent de 15 millions de barils de pétrole. Ce réservoir est le deuxième plus grand des États-Unis, il permet d'alimenter en gaz 11 millions de foyers et 16 centrales thermiques dans les environs de Los Angeles. Le 23 octobre 2015, les employés du site ont constaté une fuite massive sur le réservoir : chaque jour environ 1 000 tonnes de gaz s'échappaient vers l'atmosphère. Après de nombreuses tentatives infructueuses, la fuite n'a été finalement trouvée et colmatée que le 13 février 2016. Pendant ces 4 mois, 97 100 tonnes de méthane et 7 300 tonnes d'éthane ont été rejetés - soit l'équivalent des émissions de gaz à effet de serre de 200 000 américains pendant un an. La catastrophe a entraîné l'évacuation de 2 000 foyers situés à proximité du site, son coût est estimé à 665 millions de dollars. Cet accident a attiré l'attention sur la vulnérabilité des infrastructures gazières américaines face aux fuites de méthane. La plupart des émissions fugitives de méthane sont cependant beaucoup moins spectaculaires - et donc beaucoup plus difficiles à identifier et corriger.

Source : Conley et Al, 2016

ENCADRÉ 5

Les solutions disponibles pour réduire ces émissions fugitives dépendent de leur origine mais nécessitent dans tous les cas la mobilisation des entreprises impliquées dans la chaîne logistique des hydrocarbures. En dehors des fuites les plus importantes et de celles qui représentent un risque pour le personnel, il n'est pas toujours économiquement rentable de réduire les émissions fugitives : en effet détecter les fuites, en comprendre l'origine et les corriger nécessite des investissements qui peuvent être très supérieurs au coût du gaz perdu.

La réglementation locale et l'action des collectivités et des ONG peuvent jouer un rôle important pour inciter les entreprises à agir face aux fuites de faible volume. A titre d'exemple, BP a installé un système de détection et de réparation des fuites sur plus de 80 000 valves dans sa raffinerie de Whiting, dans l'Indiana, mais il a fallu pour cela que l'entreprise y soit contrainte par un accord avec la justice américaine au terme d'une procédure engagée par 3 états américains (Indiana vs. BP, 2001). Plus récemment, la Californie a adopté le 23 mars 2017 une nouvelle réglementation sur les émissions de méthane dans le secteur des hydrocarbures, cette réglementation entrera en vigueur entre 2018 et 2020 et devrait réduire les émissions de l'état de 1,4 millions de tonnes équivalent CO₂ par an notamment en créant un suivi trimestriel

L'enjeu des réseaux de distribution de gaz

Les opérateurs des réseaux de distribution de gaz se trouvent en situation de monopole naturel, il n'existe pas toujours d'incitation économique à réduire les pertes. En l'absence de concurrence, les tarifs pratiqués sont généralement fixés par un régulateur, souvent sur le modèle « Cost+ » : la rémunération perçue par l'opérateur est basée sur le coût de fonctionnement de l'activité, évalué à partir des années précédentes, plus une marge. Dans ce système, le gaz perdu pendant le transport et la distribution est intégré dans les coûts de fonctionnement historiques. L'opérateur ne subit donc pas de pertes du fait des émissions fugitives

et il n'est pas incité à investir pour les réduire. Les collectivités territoriales jouent souvent un rôle dans la gestion du réseau de distribution : elles peuvent en être propriétaires (comme en France), en fixer la tarification (c'est généralement le cas au niveau des états fédérés aux États-Unis), faire partie du conseil d'administration, etc. Elles peuvent mettre à profit ce rôle pour inciter les opérateurs des réseaux à lutter contre les fuites et ainsi contribuer à réduire leurs émissions fugitives même lorsque l'industrie gazière n'est pas directement présente sur leur territoire.

Source : Hausman, 2016

ENCADRÉ 6

Une coopération entre entreprises, chercheurs et acteurs publics à l'échelle infranationale est particulièrement nécessaire aux États-Unis où l'élection de Donald Trump en 2016 a entraîné un affaiblissement de la réglementation fédérale et l'abandon des engagements pris sous le mandat précédent. Des initiatives dans ce sens existent (Konschnik, 2018).

A l'échelle globale, l'Oil and Gas Methane Partnership sous l'égide de la Climate and Clean Air Coalition a pour objectif d'inciter les pétroliers à agir volontairement. Dix des plus grands pétroliers de la planète, dont Royal Dutch Shell, Total et BP mais aussi le mexicain PEMEX ou le thaïlandais PPT, ont adhéré à ses principes directeurs pour la réduction des émissions de méthane dans l'industrie gazière.

• **LE SECTEUR DU CHARBON** • Après les hydrocarbures, le deuxième secteur à l'origine d'émissions fugitives est le charbon : comme les réservoirs de pétroles, les veines de charbon contiennent en général du méthane qui peut s'échapper dans l'atmosphère lorsque la ressource est exploitée. Les émissions fugitives liées au charbon a lieu principalement :

Les émissions fugitives liées au charbon a lieu principalement :

- lors de l'extraction du charbon : la fracturation du minerai libère le méthane qui y était emprisonné. Dans une mine à ciel ouvert, le gaz se retrouve directement dans l'atmosphère. Lorsque la mine est souterraine, le méthane se répand dans les galeries avant d'être évacué par le système de ventilation. La concentration en méthane dans l'air ventilé hors des mines est généralement de quelques dixièmes de pourcents, un risque d'explosion (« coup de grisou ») apparaît à partir de quelques pourcents;
- lors du transport et du stockage du charbon : le gaz encore présent dans le minerai est libéré et rejoint l'atmosphère;
- après l'arrêt de l'exploitation : du méthane peut continuer à s'échapper par les fissures et les puits créés lors de son exploitation. Aux États-Unis, par exemple, il y a plusieurs milliers de mines abandonnées dont 400 environ ont été identifiées comme rejetant des quantités significatives de méthane (EPA, 2017).

Ce méthane ventilé représente à lui seul la moitié des émissions fugitives du secteur (EPA).

Le gaz associé au charbon peut être récupéré et utilisé comme le gaz naturel pour la production d'électricité, l'alimentation de véhicules ou dans des procédés pétrochimiques. Il peut également être employé dans l'activité de la mine : pour le séchage du minerai, le chauffage des galeries... La réduction des émissions fugitives dans le secteur charbonnier peut donc être une opération bénéficiaire : en Europe, le dégazage du charbon rapporterait entre 1,8 et 2,2 € par tonne équivalent



CO₂ évitée (Ecofys, 2009). Pourtant ces émissions restent souvent négligées : dans le cadre l'ETS, le marché européen du carbone, par exemple, elles ne sont pas prises en compte dans le calcul de l'empreinte carbone des producteurs de charbon.

La Global Methane Initiative, un partenariat public-privé lancé en 2004 pour réduire les émissions de méthane, recensait en 2016 près de 200 projets dans le secteur du charbon (Global Methane, 2016). Parmi les plus récents, on peut citer l'installation d'une turbine à gaz de 1 MW (avec possibilité d'extension à 6 MW) sur la mine souterraine de Fuhong en Chine ou la récupération du gaz et son utilisation pour la production de vapeur, de chaleur et d'électricité à la mine de Severnaya en Russie.

La dégazéification de la mine de charbon de Khe Cham (Viêt-Nam)

Située dans la province nord-est du Quang Ninh, la mine de charbon de Khe Cham est exploitée par une filiale du conglomérat public Vinacomin (Vietnam National Coal and Mineral Industries Group) et produit 1,5 million de tonnes de charbon par an. Le gisement de charbon de Khe Cham est un des plus riches en méthane du pays. Ces émissions fugitives posent des problèmes de sécurité : en 2009, un coup de grisou a tué 11 mineurs. En 2012, un système de drainage a été mis en place, ce qui a permis de réduire la concentration en méthane dans l'atmosphère de la mine de 0,2 à 0,6 points. Depuis la mine n'a plus été obligée d'interrompre ses opérations en raison d'une présence anormale de méthane (contre en moyenne 20 heures par mois d'interruption avant l'installation). De plus les coûts de ventilation ont été réduits d'un tiers et l'efficacité de la production s'est améliorée. Enfin le méthane collecté peut être utilisé pour alimenter une turbine à gaz et couvrir en partie les besoins d'électricité de la mine.



FIGURE 4. STATION DE DRAINAGE DE MÉTHANE À KHE CHAM

Source : Global Methane

ENCADRÉ 7

Dans la mesure où les émissions se poursuivent après la fin des opérations, la remise en état des sites et l'attention que les collectivités locales portent à ce sujet peuvent également contribuer à réduire les émissions.

CONCLUSION

Malgré une contribution significative, les émissions fugitives sont un des angles morts de la lutte contre le changement climatique. Un travail important reste à effectuer pour mieux les évaluer et les réduire. Avec les informations dont nous disposons, il apparaît que l'extraction des combustibles fossiles est la première source d'émission fugitive, puis dans une moindre mesure le traitement et le transport. La responsabilité de leur réduction pèse donc en premier lieu sur les entreprises pétrolières, gazières et charbonnières assistées - aiguillonnées parfois - par les autres acteurs : chercheurs, collectivités et communautés locales, ONG...

N'HÉSITEZ PAS À RÉAGIR À CETTE FICHE, ET À NOUS SIGNALER RAPPORTS ET DONNÉES COMPLÉMENTAIRES À L'ADRESSE SUIVANTE : CONTRIBUTION@CLIMATE-CHANCE.ORG

RÉFÉRENCES

BASES DE DONNÉES :

- Banque Mondiale, Gas flaring data 2013-17.
- ENERDATA, Global Energy & CO₂ Data.
- UNFCCC, Greenhouse Gas Inventory Data.

RAPPORTS ET REVUES :

- Alvarez et al. (2018), Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain, Science.
- Boothroyd et al. (15 mars 2016), Fugitive emissions of methane from abandoned, decommissioned oil and gas wells, Science of The Total Environment.
- CITEPA (1999), Emissions diffuses et fugitives Définitions et principes de quantification.
- Conley et al. (2016), Methane emissions from the 2015 Aliso Canyon blowout in Los Angeles, CA, Science.
- Ecofys (2009), Sectoral Emission Reduction Potentials and Economic Costs for Climate Change (SERPEC-CC) - Methane from fugitive emissions.
- EPA (2017), Abandoned Coal Mine Methane Opportunities Database.
- Greenhouse gas protocol (2016), Global Warming Potential Values.
- Hausman (10 août 2016), Why utilities have little incentive to plug leaking natural gas, The Conversation.
- Howarth et al. (12 avril 2011), Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations, Climatic Change.
- IPCC (1996), Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.
- IPCC (2006), IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.
- Kang et al (23 décembre 2014), Direct measurements of methane emissions from abandoned oil and gas wells in Pennsylvania, PNAS.
- Konschnik et al. (12 février 2018), Reducing fugitive methane emissions from the North American oil and gas sector : a proposed science-policy framework, Climate Policy.
- Nisbet et al. (2016), Rising atmospheric methane : 2007-14 growth and isotopic shift, American Geophysical Union.
- Pétron et al. (7 mai 2014), A new look at methane and nonmethane hydrocarbon emissions from oil and natural gas operations in the Colorado Denver - Julesburg Basin, Journal of Geophysical Research : Atmospheres.
- Soltanieh et al. (2016), A review of global gas flaring and venting and impact on the environment : Case study of Iran, International Journal of Greenhouse Gas Control.

- Worden et al. (2017), Reduced biomass burning emissions reconcile conflicting estimates of the post-2006 atmospheric methane budget, Nature.

- World Resource Institute (avril 2013), Clearing the air : reducing upstream greenhouse gas emissions from U.S. natural gas systems.

- Zavala-Araiza et al. (22 décembre 2015), Reconciling divergent estimates of oil and gas methane emissions, PNAS.

PRESSES PRÉSENTATIONS :

- Banque Mondiale (17 juillet 2018), New Satellite Data Reveals Progress : Global Gas Flaring Declined in 2017.

- Climate and Clean Air Coalition (22 novembre 2017), Reducing methane emissions across the natural gas value chain - Guiding principles.

- ENI (23 août 2018), Reduction in direct GHG emissions.

- EPA, Frequent Questions About Coal Mine Methane.

- Global Methane (2016), International Coal Mine Methane Projects List.

- Global Methane (2013), Coal mine methane project opportunity pilot project on methane gas drainage in Khe Cham coal mine Quang Ninh province, Vietnam.

- Novethic (29 mai 2015), Torchage du gaz : les communautés Egi demandent à Total de se comporter au Nigeria comme en France.

- The Economist (28 avril 2018), Scientists struggle to explain a worrying rise in atmospheric methane.





Capture et séquestration du carbone : une solution qui peine à se concrétiser

La capture et la séquestration du carbone (CSC) permet d'éviter le rejet de gaz à effet de serre dans l'atmosphère en récupérant le dioxyde de carbone au niveau des installations émettrices puis en le stockant ou en le valorisant, éventuellement après transport. La CSC pourrait permettre de réduire rapidement les émissions de gaz à effet de serre liées à la production d'électricité et à l'industrie sans renoncer à la consommation d'énergie fossile. La faisabilité technique de cette solution est démontrée par des projets pilotes, dont Petra Nova inauguré en 2017. Pourtant la CSC peine à se déployer : seuls 5 projets sont en cours dans le monde. Comment expliquer ces réticences ?

Rédacteur principal • THIBAUT LACONDE • *Consultant, Energie & Développement*

SOMMAIRE

1 • LA CSC : MIRACLE OU MIRAGE ?

- Le fonctionnement de la CSC
- La CSC aujourd'hui dans le monde

2 • ENTREPRISES : UN ENTHOUSIASME SANS MODÈLE ÉCONOMIQUE

- Un prix du carbone insuffisant pour aller au-delà des projets pilotes
- La voie réglementaire

3 • UNE SOCIÉTÉ CIVILE DIVISÉE

- ONG et monde académique
- Communautés locales

4 • LES COLLECTIVITÉS : ARBITRES INDÉCIS



1 • LA CSC : MIRACLE OU MIRAGE ?

La capture et la séquestration du carbone est un ensemble de techniques permettant de récupérer le dioxyde de carbone dans de grandes installations émettrices (centrale thermique, aciérie, etc.) et de le stocker durablement afin d'éviter son rejet dans l'atmosphère.

Contrairement à la plupart des techniques de mitigation, **la CSC pourrait permettre de réduire les émissions sans renoncer à la consommation d'énergies fossiles et donc sans bouleverser nos modes de consommation ou la structure de nos économies.** Elle présente aussi l'avantage de pouvoir, potentiellement, être mise en place a posteriori sur un outil industriel existant.

• **LE FONCTIONNEMENT DE LA CSC** • La CSC comprend trois grandes étapes :

- la capture : séparer le dioxyde de carbone des autres effluents gazeux en sortie de cheminée ou modifier les processus industriels de façon à ce qu'ils rejettent du CO₂ pur ;
- la séquestration : stocker durablement le dioxyde de carbone récupéré de façon à ce qu'il ne puisse pas rejoindre l'atmosphère ;
- le transport : acheminer le dioxyde de carbone du point de capture à celui de stockage ;
- chacune de ces étapes peut faire appel à plusieurs technologies - avec parfois des niveaux de maturité, des coûts et des impacts environnementaux très variables.

La première étape de la CSC consiste à capturer le dioxyde de carbone en sortie des centrales thermiques ou des installations industrielles. La difficulté de cette étape vient de ce que les effluents ne sont pas composés de dioxyde de carbone pur : comme l'air ambiant ils contiennent environ 2/3 d'azote et diverses impuretés. Il faut donc soit séparer le dioxyde de carbone des autres gaz soit modifier les processus industriels de façon à ce qu'ils ne produisent plus que du CO₂.

Il existe pour cela trois familles de technologies :

- postcombustion : le dioxyde de carbone est séparé des autres gaz et récupéré directement dans les fumées d'échappement - ce qui permet d'équiper des installations existantes sans modification majeure ;
- oxycombustion : l'installation est modifiée de façon à ce que la combustion d'énergie fossiles soit réalisée dans de l'oxygène pur et ainsi ne produise que de la vapeur d'eau (facile à précipiter) et du dioxyde de carbone ;
- précombustion : ce procédé consiste à extraire le carbone avant la combustion. Cela peut se faire en produisant du monoxyde de carbone à partir du combustible (par exemple par vaporeformage ou oxydation incomplète) lequel réagit avec de la vapeur d'eau pour former d'une part du dioxyde de carbone, d'autre part du dihydrogène (on parle de « shift-conversion »). C'est ensuite l'hydrogène qui est brûlé, ne produisant que de la vapeur d'eau.

Capture atmosphérique et CSC

La capture atmosphérique consiste à retirer du CO₂ non pas en sortie des installations émettrices mais directement dans l'atmosphère. Cette filière émergente se distingue de la CSC puisqu'elle ne fait pas que réduire les émissions, elle crée des « émissions négatives ». Elle connaît un intérêt croissant stimulé notamment par l'objectif de zéro émission nette inscrit dans l'Accord de Paris. La capture atmosphérique s'appuie souvent sur tout ou partie des technologies développées dans le cadre de la CSC. La biomasse + CSC (ou « Bioenergy + CCS », BECCS), par exemple consiste à utiliser la photosynthèse pour retirer le CO₂ de l'atmosphère puis à brûler la biomasse produite en récupérant et en séquestrant le CO₂ : cette technique reprend donc l'ensemble de la chaîne de la CSC. La capture directe (ou « direct air capture ») utilise un procédé technologique pour extraire le CO₂ de l'air ambiant où il est beaucoup moins concentré

que dans les fumées d'usine (0,04% environ contre 30%) avant de le séquestrer : dans ce cas seuls le transport et la séquestration sont communs avec la CSC.

Source : center for carbon removal

ENCADRÉ 1

Le dioxyde de carbone capturé doit ensuite être stocké de façon sûre et durable pour éviter qu'il rejoigne l'atmosphère. La solution la plus souvent envisagée est la séquestration géologique : le CO₂ est injecté dans des gisements de pétrole ou de gaz épuisés, dans des veines de charbon inexploitable ou bien des aquifères salins profonds. **En pratique, cependant, le CO₂ capturé est plutôt valorisé que stocké, il est alors vendu ce qui améliore la rentabilité du processus mais peut aussi dégrader son bilan climatique. La valorisation peut consister à :**

- injecter le CO₂ dans un réservoir d'hydrocarbure en cours d'exploitation : lorsque le pétrole ou le gaz est extrait, la pression dans le réservoir baisse, l'injection de CO₂ (ou d'autres gaz) peut permettre de la relever et d'augmenter la production - on parle de récupération assistée ou EOR ;
- utiliser le CO₂ comme matière première dans des procédés chimiques, industriels ou agroalimentaires, par exemple comme solvant, réfrigérant ou dissout dans des boissons pétillantes ;
- utiliser de l'énergie pour convertir le CO₂ en carburant liquide ou gazeux par l'intermédiaire de la photosynthèse (par exemple en produisant des microalgues utilisées ensuite pour la production de biomasse) ou par méthanation.

Il n'est pas toujours possible de valoriser le dioxyde sur le lieu de sa capture et il est rarement possible de l'y stocker. Une étape intermédiaire consiste donc à transporter le gaz. Ce transport peut se faire par gazoduc mais aussi par camion, train ou bateau.

• **LA CSC AUJOURD'HUI DANS LE MONDE** • Le transport et la séquestration du carbone, en général par EOR, se pratiquent à petite échelle depuis plusieurs décennies. Ces premières expériences ont presque toutes lieu dans le cadre de procédés pétrochimiques produisant déjà du CO₂ concentré, sans qu'il soit donc nécessaire de modifier l'installation émettrice. C'est le cas par exemple de la purification du gaz naturel (Terrell Natural aux États-Unis en service depuis 1972, Sleipner en Norvège depuis 1996...) ou de la production d'engrais azotés (Enid Fertilizer aux États-Unis depuis 1982).

La capture du carbone sur des installations qui ne le produisent pas naturellement pur est plus récente. Dans la production d'électricité, par exemple, il existe de nombreux démonstrateurs mais seul deux projets à l'échelle sont actuellement en service : Boundary Dam au Canada (mis en service en 2014) et Petra Nova aux États-Unis (mis en service en 2017).

Boundary Dam

Boundary Dam est une centrale à charbon exploitée par Sask Power dans l'État canadien du Saskatchewan. Son unité 3 a été équipée pour capturer le dioxyde de carbone émis : jusqu'à 90% du CO₂ produit lors de la combustion, soit environ 50 000 tonnes par mois, est capté par absorption avec un solvant chimique. Le CO₂ est vendu et acheminé par pipeline jusqu'au champ pétrolifère de Weyburn, où il est injecté dans les puits afin d'en augmenter la production. Au début de l'année 2018, Boundary Dam 3 a dépassé le seuil de 2 millions de tonnes de CO₂ capté. Le projet a coûté 1,35 milliard de dollars canadiens (945 millions d'euros). C'est

environ 5 fois plus qu'une centrale à charbon sans CSC qui, à puissance équivalente, aurait coûté 150 à 200 millions d'euros. A ces investissements s'ajoute une surconsommation d'énergie de l'ordre de 25%. En effet, en plus de sa capacité nette de 110 MW, la centrale produit 29 MW qui ne servent qu'à alimenter le processus très énergivore de capture du carbone. Malgré ces coûts, le projet a permis de démontrer la faisabilité technique de la CSC post-combustion à l'échelle industrielle.

Source : www.saskpower.com

ENCADRÉ 2



Si on exclut les démonstrateurs et les pilotes de petite taille, 17 projets de capture et de stockage du carbone sont actuellement en service dans le monde, permettant d'éviter le rejet d'un peu plus de 31 millions de tonnes de CO₂ par an. Cinq projets supplémentaires sont en cours de construction et une quinzaine d'autres sont à divers stades de développement (Global CCS Institute, 2018).

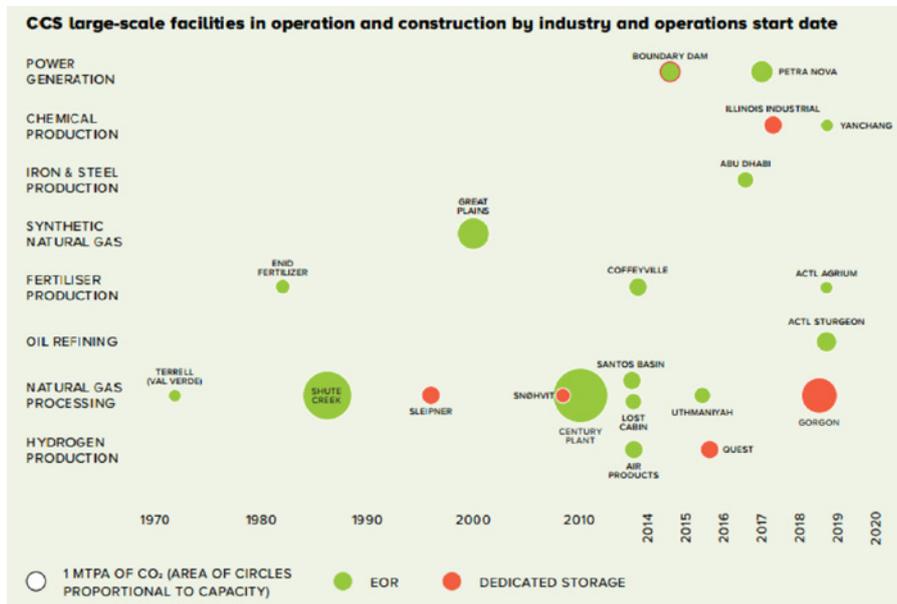


FIGURE 1. PROJETS DE CSC À L'ÉCHELLE INDUSTRIELLE PAR DATE DE MISE EN SERVICE, SECTEUR ET QUANTITÉ SÉQUESTRÉE (Global CCS Institute, 2018)

La capture du carbone a par ailleurs connu plusieurs échecs coûteux, on peut citer par exemple les projets FutureGen ou celui de Kemper County aux États-Unis et ZeroGen en Australie.

La faisabilité technique de la capture et de la séquestration du carbone est donc établie mais les projets susceptibles de réduire significativement les émissions restent rares et peinent à se concrétiser. Comment expliquer ces difficultés et quel rôle jouent les acteurs non étatiques dans le développement, ou au contraire les résistances, à la CSC ?

2 • ENTREPRISES : UN ENTHOUSIASME SANS MODÈLE ÉCONOMIQUE

La capture du carbone suscite l'intérêt de nombreux acteurs économiques, particulièrement ceux qui dépendent des énergies fossiles puisque son déploiement à grande échelle permettrait de réduire les émissions sans remettre en cause leur activité. Charbonniers, pétroliers, producteurs d'électricité fossile, industries lourdes, etc. soutiennent donc le développement de cette filière, mais - à l'image du projet pilote de Lacq (France) lancé par Total - ces expérimentations débouchent rarement sur une mise en œuvre à l'échelle.

Une des causes majeures de ces réticences est que la capture du carbone n'a pas aujourd'hui de rationalité économique (Kapetaki, 2017).

• UN PRIX DU CARBONE INSUFFISANT POUR ALLER AU-DELÀ DES PROJETS PILOTES • Ces projets coûtent cher et dégradent sensiblement le rendement des installations sur lesquels ils sont conduits. Selon les études et les technologies envisagées, la capture et la séquestration du carbone dans une centrale électrique thermique entraînerait ainsi une hausse du coût de l'électricité de 56 à 143 € par mégawatt-heure. En Europe le cours de l'électricité s'établit autour de 40 €/MWh : il s'agit donc au moins d'un doublement du prix de gros.

Dans ces conditions, il faudrait un prix du carbone de 115 € par tonne en Europe pour que les centrales thermiques avec CSC deviennent l'option la plus rentable. Pour comparaison, le cours des crédits carbone européens évolue généralement entre 4 et 20 € par tonne de CO₂ depuis la création du marché européen du carbone. En Chine, le point de bascule est plus bas : un prix du

carbone de 45 € par tonne suffirait à rendre la CSC rentable dans le secteur électrique. Ce seuil pourrait être atteint d'ici 2030 (Renner, 2014) mais les pilotes chinois de marché du carbone situent pour l'instant le prix de la tonne de CO₂ entre 0,13 et 15,5 €.

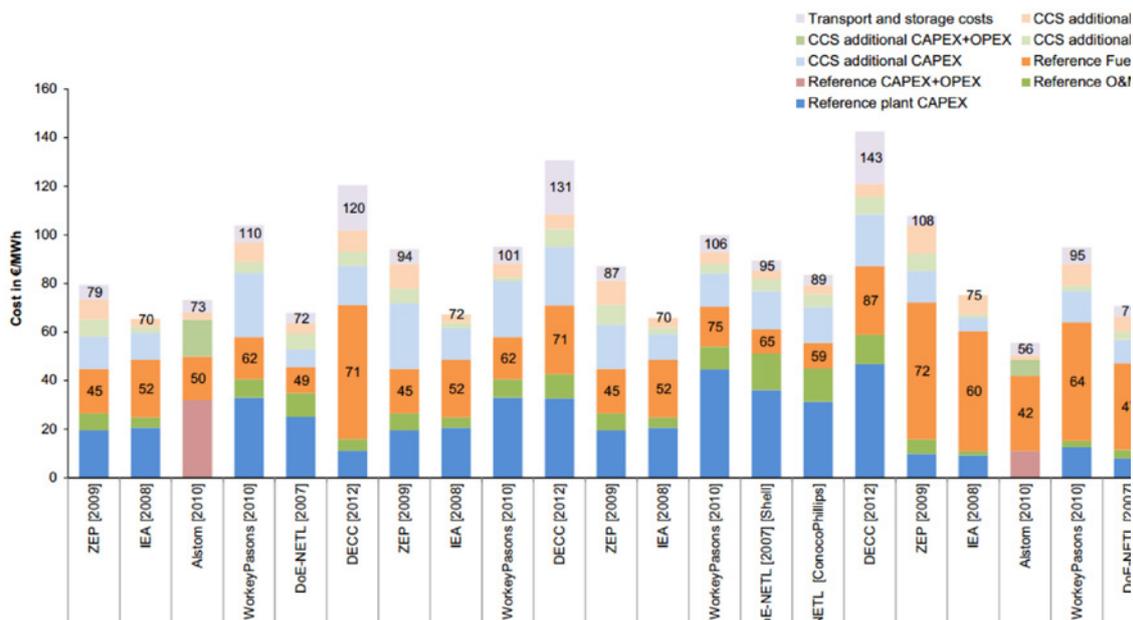


FIGURE 2. SURCÔÛT (LCOE) DE LA CAPTURE ET DE LA SÉQUESTRATION DU CARBONE PAR MÉGAWATTHEURE PRODUITS SELON DIVERSES ÉTUDES

(Renner, 2014)

Là où il existe, **le prix du carbone est donc trop bas et souvent trop volatil pour justifier le développement de la capture et de la séquestration du carbone.** Les entreprises ne sont donc pas incitées à aller au-delà des projets pilotes.

Le nouveau crédit d'impôt américain sur la capture du carbone

Aux États-Unis, le budget 2018 a créé une forte incitation à la séquestration du carbone : la séquestration géologique d'une tonne de CO₂ ouvre le droit à un crédit d'impôt de 50 \$, les autres utilisations du CO₂ sont accompagnées d'un crédit d'impôt de 35 \$ par tonne. Ce système s'applique aussi bien pour le CO₂ capturé sur des installations énergétiques ou industrielles que pour celui qui est retiré directement de l'atmosphère. S'il est insuffisant pour permettre à la capture et la séquestration du carbone d'atteindre son seuil de rentabilité, ce système devrait aider à de nombreux projets à s'en rapprocher. Ce crédit d'impôt est aussi original par la variété de ses soutiens, réunissant à la fois climatocseptiques et activistes environnementaux, républicains et démocrates, producteurs de charbon, syndicats et ONG.

Source : MIT Technology review

ENCADRÉ 3

• **LA VOIE RÉGLEMENTAIRE** • En l'absence de rationalité économique, les régulateurs peuvent être tentés d'imposer la capture et la séquestration du carbone aux entreprises. Un premier exemple de cette stratégie peut être trouvé en Australie avec les projets gaziers de Gorgon et Wheatstone : le gouvernement d'Australie Occidentale a autorisé la construction par Chevron de ces installations



à condition que 80% du CO₂ retiré du gaz soit capturé et séquestré.

Cette initiative se substitue à un prix du carbone : le système de compensation obligatoire de l'État d'Australie Occidentale a été aboli en 2011 lorsque l'Australie a créé une taxe carbone mais cette taxe a été à son tour supprimée en 2014 par le gouvernement de Tony Abbott. Chevron n'a donc plus d'incitation financière pour réduire ses émissions.

Dans le cadre de cet accord, Chevron a investi 2,5 milliards de dollars (sur un investissement total de 88 milliards) pour capter 4 millions de tonnes de CO₂ par an. La séquestration aura lieu dans un réservoir situé à 50 km des côtes et 2 km sous la surface au sein de la réserve naturelle de l'île de Barrow.

L'approche réglementaire montre cependant des limites : le site de Gorgon fonctionne depuis mars 2016 mais la capture et la séquestration du carbone n'y est toujours pas opérationnelle et elle ne devrait finalement concerner que 40% des émissions. Ce retard n'avait pas été prévu par l'accord dont l'application se trouve donc comprise. Deux enquêtes ont été ouvertes par l'agence de protection de l'environnement locale.

L'Union Européenne a adopté une approche plus souple : la directive CCS de 2009 n'impose pas la capture et la séquestration du carbone mais une étude de faisabilité est requise pour les nouvelles centrales thermiques de plus de 300 MW. Lors de la transposition de cette directive certains États-membres, dont la France et la Grande-Bretagne, ont décidé de n'autoriser que les projets « CCS-ready », c'est-à-dire remplissant les conditions (espace, accès, etc.) permettant de les équiper a posteriori pour la capture du carbone.

3 • UNE SOCIÉTÉ CIVILE DIVISÉE

Un autre obstacle pour les projets de capture et de séquestration du carbone est son image dans la société civile : cette filière est peu connue et suscite souvent des réactions de rejet.

• **ONG ET MONDE ACADÉMIQUE** • Certains chercheurs voient dans la capture du carbone un « pacte faustien » (Spreng, 2007) qui peut mener à une impasse technologique et fait obstacle au développement des technologies bas-carbone comme les énergies renouvelables.

Le projet de Yanchang, illustration des paradoxes de la CSC

Yanchang, dans les régions charbonnières du nord de la Chine, doit accueillir le premier système de capture et de séquestration du carbone à l'échelle industrielle en Asie. Le projet est conduit par Yanshan Petroleum, une entreprise propriété du gouvernement provincial du Shaanxi et le 4^e producteur de pétrole en Chine. Il doit être inauguré en 2018 et éviter le rejet de 410 000 tonnes de CO₂ par an. Yanchang illustre les paradoxes de la capture du carbone : comme 4 des 8 projets de CSC chinois, il est destiné à capturer les émissions d'usines de liquéfaction de charbon. L'installation de ces systèmes au niveau des usines n'élimine les émissions ni en amont (émissions fugitives de méthane lors de l'extraction du charbon, par exemple) ni en aval (lors de la combustion du carburant). Le procédé est par ailleurs très consommateur en eau (6 à 13 tonnes d'eau par tonne de carburant). De plus, le site de capture et le site de stockage sont séparés de 140 km, le transport se fait par camion : plus de 20 000 rotations seront nécessaires chaque année. Enfin, le CO₂ capturé est séquestré dans le champ pétrolifère de Qiaojiawa où il est permis de stimuler la production d'hydrocarbures. La capture et la séquestration du carbone s'inscrit donc dans une chaîne de valeur très émettrice en gaz à effet de serre qu'elle contribue à pérenniser.

Source : Financial times

ENCADRÉ 4

Cette opposition s'est renforcée autour de 2010 lorsqu'il est devenu évident que les projets de CSC rencontraient de nombreuses difficultés - retards, surcoûts, abandons... (Markuson, 2012). Cette période correspond aussi à une baisse des moyens affectés à la recherche : **en Europe, les investissements publics et privés dans la recherche en matière de capture et de séquestration du carbone ont atteint leur maximum en 2010 (Fiorini, 2016)**. Aux États-Unis, le programme de recherche en matière de CSC du MIT (Carbon Sequestration Initiative) a fermé ses portes en juin 2016 après 16 années d'existence.

De même certaines ONG s'opposent radicalement à la capture du carbone, Greenpeace estime ainsi que la CSC est une perte de temps dangereuse « *Greenpeace opposes CCS as a dangerous distraction from the safe, secure 100 percent renewable energy future we all want* ». Cette position est cependant loin de faire consensus : d'autres organisations militent en faveur de la CSC (Bellona, ZERO...), même le WWF a parfois soutenu prudemment cette solution (WWF-UK en 2014 : « *Demonstrating carbon capture and storage is an urgent priority* »... « *but the Government shouldn't plan significant investments in new fossil fuel plants today on the assumption that CCS technology will be available at an affordable cost in the future to capture emissions when we simply don't know that yet* »).

• **COMMUNAUTÉS LOCALES** • La séquestration du carbone, avec son risque de fuite et de séisme induit, inquiète les communautés riveraines. Leur mobilisation a ralenti voire empêché des projets de capture et de séquestration du carbone et poussé certains gouvernements à renoncer à la séquestration sur la terre ferme au profit de la séquestration off-shore, plus coûteuse.

C'est ce qui est arrivé au projet de CSC proposé par Shell à Barendrecht (Pays Bas). Ce projet devait démarrer en 2011 et permettre le stockage de 10 millions de tonnes de CO₂ en 25 ans. Il a été abandonné en 2010 en raison de l'opposition de la population locale. Suite à cet échec, le gouvernement néerlandais a décidé que tous les projets de stockage du CO₂ devraient se faire en mer. Des mouvements similaires ont eu lieu en Allemagne (Beeskow, Brandebourg) et aux États-Unis (Greenville, Ohio et Long Beach, Californie).

L'acceptation des projets de capture et de séquestration du carbone par la population locale est donc un enjeu majeur pour le développement de cette filière. Le sujet a fait l'objet de nombreuses études et publications scientifiques. Comme souvent pour les technologies émergentes, le premier facteur d'acceptabilité est la perception des bénéfices, en l'occurrence la poursuite de l'utilisation des énergies fossiles (L'Orange Seigo, 2014). Par conséquent, les populations fortement dépendantes des énergies fossiles sont plus favorables aux projets de capture et de séquestration du carbone, y compris quand elles se montrent par ailleurs hostiles aux efforts de réduction des émissions. Ainsi dans l'État charbonnier de l'Indiana 80% des personnes interrogées soutiennent la capture et la séquestration du carbone. Cela n'empêche toutefois pas un effet NIMBY « *not in my backyard* » : 20% des sondés favorables à la CSC changent d'avis si le projet se trouve à proximité de leur communauté (Krause, 2013).

Les technologies utilisées et surtout la source du CO₂ sont d'autres facteurs susceptibles d'affecter l'opinion publique. Une étude allemande montre ainsi que la CSC, perçue en moyenne de façon relativement neutre, est plus soutenue lorsqu'elle est pratiquée sur des centrales à biomasse ou des installations industrielles que sur des centrales à charbon. Le mode de transport et de stockage a aussi une influence : la valorisation pour la récupération assistée d'hydrocarbure, par exemple, est mieux perçue que l'injection dans des formations salines (Dütschke, 2016).

4 • LES COLLECTIVITÉS : ARBITRES INDÉCIS

La séquestration du carbone consiste à stocker en profondeur pour un temps indéterminé une substance dangereuse. Cette pratique, comme dans une moindre mesure le transport du carbone, a une empreinte territoriale importante ce qui fait des collectivités des parties prenantes cruciales.



A titre d'exemple, la directive européenne de 2009 sur la CSC a suscité des résistances en Allemagne où les Länder contestaient les sites retenus pour la séquestration du carbone. À la suite de ce mouvement, la loi allemande sur la CSC a reconnu le rôle des États fédérés en leur accordant un droit de veto sur les projets de séquestration du carbone - **une prérogative inédite dans le droit de l'environnement allemand qui ne donne en général pas de droit de regard aux autorités locales sur les projets d'infrastructures**. Plus généralement, l'expérience montre que l'intérêt des collectivités peut varier sensiblement en fonction de la technologie choisie et des éléments qui doivent être installés sur leur territoire. En particulier, elles semblent réticentes à accueillir le stockage de dioxyde de carbone surtout lorsque celui-ci n'est pas associé à la construction d'une nouvelle centrale thermique ou à une valorisation (par exemple pour la production d'hydrocarbures).

L'implantation du projet FutureGen aux États-Unis

Anoncé en 2003, FutureGen était conçu comme la figure de proue du programme de « charbon propre » de l'administration Bush. Le projet devait démontrer la capture et séquestration du dioxyde de carbone en un lieu unique réunissant ainsi l'ensemble de la chaîne technologique sur une installation à l'état de l'art construite pour l'occasion. Ce projet ambitieux était doté d'un budget de 1,5 milliards de dollars, financé à 74% par l'État fédéral. L'implantation du projet a fait l'objet d'une procédure compétitive d'une durée de deux ans. Sept États se sont portés candidats et 12 sites ont été retenus. Une première sélection a conduit à 4 finalistes - 2 dans l'Illinois et 2 au Texas. Les deux États ont investi dans ce processus, notamment en mobilisant le grand public afin d'assurer la reconnaissance et l'acceptabilité du projet.

En janvier 2008, Mattoon dans l'Illinois a été choisi pour accueillir FutureGen. Mi-2009, le consortium en charge de FutureGen a fait l'acquisition du terrain à Mattoon. La pose de la première pierre de la nouvelle centrale était prévue pour 2010. En août 2010, le projet, désormais appelé FutureGen 2.0, a été restructuré en renonçant à la construction d'une nouvelle centrale électrique au profit du retrofit d'une installation existante située à 280 kilomètres de Mattoon. Dans cette perspective, Mattoon n'aurait plus fourni que le site de stockage géologique du carbone ce qui a conduit la collectivité à retirer son soutien au projet. La recherche d'un nouveau site a retardé le projet d'une année supplémentaire et il a finalement été abandonné en 2015.

Source : Markusson, 2011

ENCADRÉ 5

CONCLUSION

La capture et la séquestration du carbone apparaît comme une solution séduisante pour réduire les émissions de gaz à effet de serre et pourrait même contribuer à retirer de l'atmosphère du dioxyde de carbone qui s'y trouve déjà. Un avantage décisif de la CSC est que sa faisabilité technologique est prouvée et qu'elle dispose d'une longue expérience avec des projets remontants à plusieurs décennies. Son principal défaut est de rester trop chère et trop incertaine pour mobiliser réellement les acteurs économiques. La réticence des communautés locales et la prudence des collectivités compliquent souvent les projets et contribuent à obscurcir les perspectives pour une technologie qui reste, pour l'instant, un deus ex-machina incertain.

N'HÉSITEZ PAS À RÉAGIR À CETTE FICHE, ET À NOUS SIGNALER RAPPORTS ET DONNÉES COMPLÉMENTAIRES VIA L'ADRESSE SUIVANTE : CONTRIBUTION@CLIMATE-CHANCE.ORG

RÉFÉRENCES

BASES DE DONNÉES :

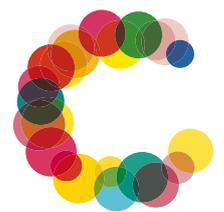
- Global CCS Institute, Projects database, - Asner et al (2009), Automated mapping of tropical deforestation and forest degradation : CLASlite, Journal of Applied Remote Sensing.

RAPPORTS ET REVUES :

- Dütschke et alii (2016), Differences in the public perception of CCS in Germany depending on CO₂ source, transport option and storage location, International Journal of Greenhouse Gas Control.
- Fiorini et alii (2016), Analysis of the European CCS research and innovation landscape, Energy Procedia.
- Global CSC Institute (2018), The Global Status of CCS : 2017.
- Kapetaki et alii (2017), Overview of Carbon Capture and Storage (CCS) demonstration project business models : Risks and Enablers on the two sides of the Atlantic, Energy Procedia.
- Krause et alii (2013), "Not in (or Under) My Backyard" : Geographic Proximity and Public Acceptance of Carbon Capture and Storage Facilities, Risk analysis.
- L'Orange Seigo et alii (2014), Public perception of carbon capture and storage (CCS) : A review, Renewable and Sustainable Energy Reviews.
- Markusson et alii (2011), The social and political complexities of learning in carbon capture and storage demonstration projects, Global Environmental Change.
- Markuson et alii (2012), The Social Dynamics of Carbon Capture and Storage.
- Spreng et alii (2007), CO₂ capture and storage : Another Faustian Bargain?, Energy Policy
- Zero Emission Platform (2011), The Costs of CO₂ Capture.

PRESES PRÉSENTATIONS :

- Financial Times (22 mai 2017), China looks to capture millions of tonnes of CO₂.
- Financial Times (15 juin 2018), Chevron under fire over Australian CO₂ emissions.
- MIT Technology Review (20 février 2018), The carbon-capture era may finally be starting.



**CLIMATE
CHANGE**