Les réseaux de chaleur en Bretagne:

Etat des lieux et perspectives à partir de l'exemple du Danemark



Jérémy Cléro

Sous la supervision du professeur Frede Hvelplund

Department of Development and Planning Vestre Havnepromenade 9, 3 sal. 9000 Aalborg – DENMARK



DENMARK

Juillet - Décembre 2014

Master Sciences pour l'Ingénieur, parcours Energétique Promotion 2014 – 2015



1 Table des matières

1.1	REMERCIEMENTS	5
<u>2</u> P	RESENTATION	6
2.1	Introduction	6
2.2	LIMITES DE L'ETUDE	7
2.3	LE DEPARTEMENT DE DEVELOPPEMENT ET PLANIFICATION DE L'UNIVERSITE D'AALBORG	8
<u>3</u> <u>E</u>	TAT DES LIEUX EN BRETAGNE	9
3.1	LES SPECIFICITES REGIONALES	9
3.1.1	GEOGRAPHIE ET CLIMAT	9
3.1.2	L'ACTIVITE ECONOMIQUE	9
3.2	L'ENERGIE EN BRETAGNE	10
3.2.1	LE SYSTEME ENERGETIQUE BRETON	10
3.2.2	LA PLACE DU CHAUFFAGE DANS LE MIX ENERGETIQUE BRETON	12
3.2.3	TENDANCES ET PERSPECTIVES	13
3.2.4	CONTEXTE INSTITUTIONNEL ET LEGISLATIF A TRAVERS LES DIFFERENTES ETAPES DE LA CREATION D'UN	
RESEA	U	15
4 E	TAT DES LIEUX AU DANEMARK	21
4.1	LE SYSTEME ENERGETIQUE DANOIS	21
4.2	LE DEVELOPPEMENT DES RESEAUX DE CHALEUR	24
4.2.1	HISTOIRE D'UN CHANGEMENT DE PARADIGME	24
4.2.2	QUE RETENIR DE CES 4 DECENNIES ?	25
4.3	LES RESEAUX DE CHALEUR AUJOURD'HUI	26
4.3.1	QUELQUES FAITS	26
4.3.2	LE CADRE INSTITUTIONNEL ET LEGISLATIF	27
<u>5</u> P	ISTES D'EVOLUTION DES RESEAUX DE CHALEUR EN BRETAGNE	30
5.1	TECHNIQUES	30
5.1.1	LE COUPLAGE COGENERATION-CHAUDIERE	30
5.1.2	INTEGRATION DE SOLAIRE THERMIQUE AUX RESEAUX DE CHALEUR	30
5.1.3	COLLECTE ET DISPONIBILITE DES DONNEES	31
5.1.4	EVOLUTIONS EN LIEN AVEC L'AMENAGEMENT	32
5.2	EVOLUTIONS DU CADRE INSTITUTIONNEL ET LEGISLATIF	32
5.2.1	Incitation a la creation de cooperatives de consommateurs	32
5.2.2	CONTINUITE ET NON-RETROACTIVITE DES POLITIQUES	33
5.3	COMMUNICATION AVEC LES CITOYENS	33
5.3.1	Transparence du systeme energetique	34
5.3.2	DEMARCHE BOTTOM-UP CONTRE DEMARCHE TOP-DOWN	34
6 C	ONCLUSION	25

<u>7</u>	ANNEXES	36
7.1	ETAT DES LIEUX EN BRETAGNE — CARTE ET VALEURS	36
7.2	SYNTHESE DES POTENTIELS DE DEVELOPPEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES A	AUX HORIZONS 2020 ET
205	50	38
7.3	CARTE DU DANEMARK	39
8	BIBLIOGRAPHIE	40

1.1 Remerciements

Je tiens à remercier en premier lieu mon superviseur, le professeur F. Hvelplund pour son aide, sa disponibilité et son expertise dans le domaine de la planification énergétique. Je remercie aussi les professeurs H. Lund et P. Østergaard pour leurs aide sur certains détails techniques. Merci également à l'équipe doctorante : Søren Djorup, Lars Grundhal, Steffen Nielsen, Peter Sorknæs, Jakob Zinck Thellufsen et Pil Seok Kwon pour leurs conseils et leur bonne humeur. Enfin, je remercie Annelle Riberholt et Mette Reiche Sørensen pour leur aide au quotidien concernant les tâches administratives.

Merci à Muriel Labonne et Stefan Le Dû du Centre d'Etudes et d'expertise sur les Risques, l'Environnement, la Mobilité et l'Aménagement (Cerema) pour leurs échanges fructueux et amicaux ainsi que pour leur précieuse contribution à la rédaction de ce rapport (précisions, relecture).

Merci à David Leicher, responsable réseaux de chaleur dans l'association AMORCE de m'avoir accordé sa confiance et pour son invitation à présenter une étude comparative des réseaux de chaleur en France et au Danemark lors d'un groupe de travail franco-danois organisé par AMORCE et l'ambassade du Danemark à Paris le 4 novembre 2014.

Merci à Vincent Briot de l'Observatoire Régional de l'Energie et des Gaz à Effet de Serre (OREGES) pour les données qu'il m'a transmises, relatives à la production et consommation d'énergie en Bretagne.

2 Présentation

2.1 Introduction

À l'aube de ce nouveau siècle, s'est confirmé avec les perspectives de développement des pays du Sud et donc de croissance de leur économie ainsi que de leur population, le problème de l'impact de l'Homme sur l'environnement. Cette course au développement, dans laquelle les nations du monde entier prennent part, a pour dénominateur commun l'énergie. L'énergie est ce qui réellement fait tourner le monde ; sans énergie, pas de transport de marchandises comme de personnes, pas de construction technologiquement avancée, pas d'industrie, des services réduits à la force du travail manuel, pas d'informatique. Un tel monde ne pourrait être concevable aujourd'hui. Pourtant les Hommes, qui pendant des siècles ont pu polluer et consommer des ressources naturelles sans se soucier de la finitude de ces dernières ou de l'impact sur l'environnement de cette consommation sans limite, ont tardivement pris conscience des limites physiques de la planète.

Dans ce contexte de prise de conscience écologique, la France a un rôle prépondérant, tant par son influence culturelle et diplomatique que par son rang économique parmi les nations. De plus, la perspective de l'accueil de la conférence Paris Climat 2015 (COP21) fait de la France un acteur de premier plan et à ce titre, elle se doit d'être exemplaire sur les questions d'énergie et de pollution. Il est maintenant démontré qu'il est possible d'atteindre les objectifs fixés à moyen terme comme le Paquet Energie-Climat 3x20 de l'Union Européenne (20% d'énergies renouvelables - réduction de 20% des émissions de CO2 - augmentation de 20% de l'efficacité énergétique d'ici 2020) ou encore le Facteur 4 consistant à diviser par 4 les émissions de gaz à effet de serre (GES), dont la traduction dans la politique nationale est la nouvelle Loi sur la Transition Energétique, qui à pour ambition de doter le pays des outils nécessaires afin d'atteindre ces différents objectifs. La prise en compte et l'application de scénarii unanimement reconnus comme celui de l'association Négawatt en France permettrait de franchir une étape importante vers les objectifs de sobriété énergétique souhaités tout en ne modifiant que très peu nos habitudes de consommation. Malheureusement, la relative frilosité politique dans le contexte de stagnation économique actuel constitue le frein principal à la mise en place de mesures réellement efficaces. Les difficultés rencontrées dans l'application de la Réglementation Thermique 2012 (RT 2012) en sont la preuve. Mais s'il est difficile de faire bouger les lignes au niveau national, qu'en est-il au niveau régional?

La Bretagne, de par sa situation géographique péninsulaire, possède des caractéristiques énergétiques bien spécifiques ; Ne produisant que 8,3% de sa consommation énergétique (DREAL, 2013), elle possède des ressources énergétiques renouvelables qui, utilisées à bon escient, pourraient grandement réduire sa dépendance aux énergies fossiles et, plus largement, ses importations.

Le Danemark est, avec plus de la moitié de ses besoins de chauffage assuré par les réseaux de chaleur, un pionnier dans ce domaine. Grâce aux réseaux de chaleur, systèmes locaux fortement mobilisateurs d'énergies renouvelables et de récupération, le Danemark produisait déjà 11.8% de sa consommation énergétique en 2006 (Lund, 2013). Cependant, le pays ne se contente pas de vivre sur ses acquis ; ayant désormais fixé les lignes directrices de sa politique énergétique à

long terme, à savoir couvrir toute sa demande énergétique avec les énergies renouvelables à l'horizon 2050, le Danemark compte bien s'affranchir de sa dépendance aux énergies fossiles et faire revenir en même temps ses émissions de GES à leur niveau de 1990 d'ici 2020, en accordant une place significative aux réseaux de chaleur. Comment se fait-il que ce pays de 5,5 millions d'habitants à la situation géographique semblable au climat breton, s'autorise à se fixer d'aussi ambitieux objectifs, quand la Bretagne risque encore le blackout chaque hiver ?

Dans quelle mesure le savoir-faire danois dans le domaine des réseaux de chaleur peut il être transposé, adapté en Bretagne ? Quels avantages pour la région ? Quels obstacles ? Ce sont à ces questions que ce rapport aspire à apporter des éléments de réponse, en mutualisant les connaissances des spécialistes français et danois.

Dans le premier chapitre est étudié le contexte énergétique, politique et social en Bretagne afin de déterminer précisément la problématique. Ensuite la situation énergétique danoise est exposée, ainsi que la place des réseaux de chaleur dans le système. Enfin, la troisième partie est consacrée à ce que la Bretagne peut apprendre du Danemark pour renforcer son système énergétique et faire un pas de plus sur la voie de la fiabilité, l'autosuffisance, la sobriété et la propreté énergétique.

2.2 Limites de l'étude

En raison de la durée de cette étude, son cadre et la difficulté d'accès à certaines données, ce rapport n'abordera pas les sujets suivants :

- La modélisation du système énergétique breton : l'objectif initial de cette étude était de modéliser le système énergétique breton avec le logiciel EnergyPLAN développé par l'équipe du professeur H. Lund. Cependant, nombre de données nécessaires à une modélisation fidèle sont soit inaccessibles, soit requièrent un traitement trop chronophage compte tenu de la durée d'étude. Typiquement, les données de consommation de chauffage ne sont pas assez précises et/ou fiables pour le moment, même si des initiatives comme celle menée par l'Observatoire Régional des Energies et des Gaz à Effet de Serre (OREGES) aspirent à résoudre ce problème.
- Le détail des technologies abordées dans ce rapport : compte tenu du format limité imposé à ce rapport, une connaissance des principales énergies et technologies de chauffage est idéalement un prérequis du lecteur.

2.3 Le département de développement et planification de l'Université d'Aalborg

Le département de développement et planification de l'Université d'Aalborg est l'un des treize départements de recherche en sciences et ingénierie de l'université, qui est répartie sur les villes d'Aalborg, Copenhague et Esbjerg. Le département est divisé en 3 domaines d'études :

- Planification énergétique
- Management environnemental
- Planification urbaine

Comme ces trois domaines sont entre-connectés, il était naturel de les rassembler afin de favoriser les synergies entre les différents groupes de recherche.

Plus spécifiquement, les chercheurs en planification énergétique du département interviennent régulièrement sur le plan national comme sur le plan international, compte tenu de leur expertise reconnue et recherchée dans le monde entier. C'est d'ailleurs pour cela qu'a été mis en place le Master *Sustainable Energy Planning and Management* dispensé en langue anglaise, afin de transmettre ce savoir à des étudiants du monde entier. Parmi les chercheurs, les professeurs Frede Hvelplund et Henrik Lund, assurant une partie des cours du master, sont deux piliers fondateurs de la politique de décentralisation énergétique telle qu'elle est présentée dans ce rapport. Le professeur Hvelplund étant le superviseur de ce stage, ce rapport a été rédigé au contact quotidien de l'ensemble de l'équipe de recherche. La Figure 2.1 présente l'organigramme du département de recherche.



Figure 2.1 : Organigramme du département de recherche

3 Etat des lieux en Bretagne

Ce premier chapitre présente les situations géographique, économique et énergétique de la région afin de poser les bases nécessaires à l'élaboration et la compréhension d'un ou plusieurs scénarii de développement énergétique régional, en insistant notamment sur le cadre législatif et institutionnel.

3.1 Les spécificités régionales

La Bretagne est une région atypique non seulement par sa culture et son histoire mais également par sa géographie, son économie et sa balance énergétique largement déficitaire, rendant la région extrêmement dépendante de la France et vulnérable en cas d'hiver rigoureux.

3.1.1 Géographie et climat

La Bretagne se situe à l'extrémité ouest du littoral français. Sa situation péninsulaire fait que ses frontières sont principalement maritimes, avec 2730 km de côte si l'on prend en compte le découpage des falaises, soit les ¾ de sa frontière complète, faisant de la Bretagne la première région littorale de France. On y trouve le plus grand marnage d'Europe dans l'estuaire de la Rance avec une moyenne de 8,2 m et un maximum de 13,5 m lors des grandes marées d'équinoxe. L'élévation du sol par rapport au niveau de la mer est relativement faible, avec un maximum de l'ordre de 350 m dans le massif Armoricain, cf. Annexe 7.1. La région bénéficie également de courants marins puissants, notamment au large de l'île d'Ouessant ainsi que de l'île de Bréhat. La durée d'ensoleillement moyenne est située entre 1550 et 1850 heures pas an (Artaud, 2011)

3.1.2 L'activité économique

Avec un Produit Intérieur Brut (PIB) de 83 milliards d'euros en 2012, la Bretagne se situe à la 7^{ème} position au classement des régions françaises. La distribution de la richesse produite par secteur ainsi que la distribution de la masse salariale entre les différents secteurs d'activité Figure 3.1 montrent clairement la domination de l'économie régionale par le secteur tertiaire, suivi par l'industrie. Toutefois, les produits exportés sont principalement des produits industriels avec l'agro-alimentaire représentant 37 % des exportations annuelles, suivie de la chimie-plastique avec 17 % et les matériels de transport avec 14% (CCI Bretagne, 2014).

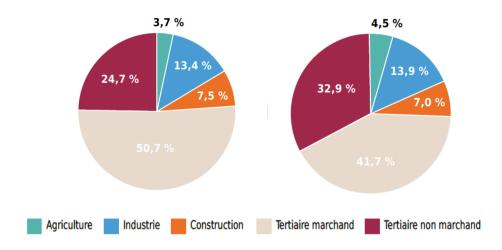


Figure 3.1 : Distribution de la valeur ajoutée et distribution de la masse salariale entre les différents secteurs d'activité bretons en 2012 (CCI Bretagne, 2014)

3.2 L'énergie en Bretagne

La Bretagne est une région relativement fragile sur le plan énergétique, de par sa dépendance aux énergies fossiles provenant des quatre coins du globe ainsi qu'à l'électricité produite par les centrales nucléaires ou hydrocarbures situées dans les régions limitrophes. Dans les années 1970, il fut pourtant un projet de centrale nucléaire bretonne qui aspirait à anticiper la demande croissante en électricité. Cependant la mobilisation citoyenne contre le projet fut telle que le projet dût être abandonné. Les données de ce chapitre proviennent pour la majorité du SRCAE breton (DREAL, 2013)

3.2.1 Le système énergétique breton

Consommation

En 2010, la consommation bretonne d'énergie finale s'est élevée à 6913 ktep (environ 4% de la consommation française), soit environ 80 TWh, dont la répartition est présentée Figure 3.2. La consommation ayant pour source les énergies renouvelables représentent 9,9 % de la consommation totale, dominée par le bois pour 58 % suivi des agrocarburants avec 21 % et l'électricité avec 17 %. Sur toute la décennie 2000, la consommation d'énergie finale est restée quasiment constante aux alentours de 7000 ktep. Elle observe toutefois une légère baisse pour atteindre 6913 ktep en 2010. Concernant la répartition par secteur (Figure 3.3), les secteurs résidentiel et tertiaire, industriel et agricole - à savoir les secteurs directement concernés par les réseaux de chaleur, représentent 66 % de la consommation d'énergie finale bretonne

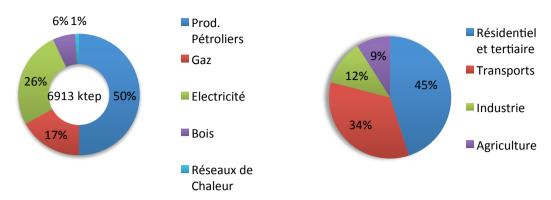


Figure 3.2: Répartition de la consommation finale d'énergie en Bretagne en 2010 (DREAL, 2013)

Figure 3.3: Répartition sectorielle de la consommation d'énergie finale en 2010 (DREAL, 2013)

Production

La Bretagne a produit 594 ktep d'énergie finale en 2010 (6,9 TWh) soit 8,3 % de la consommation totale. La Figure 2.5 montre l'évolution ainsi que la composition de la production bretonne au cours de la décennie 2000. La majorité de cette énergie (87%) est d'origine renouvelable et 70 % est sous forme de chaleur. Le bois est la source d'énergie principale avec une part de 60 % en 2010, soit 6/7ème de la production totale de chaleur. La chaleur d'origine renouvelable est générée à 86 % par le bois bûche, suivi par les chaufferies bois pour 9 % et les usines d'incinération des déchets ménagers (UIOM) pour 4 %. Vient ensuite l'électricité produite aux trois-quarts par les énergies renouvelables, principalement les énergies éolienne pour 57 % et marine, dont l'usine marémotrice de la Rance est l'unique composante, pour 33 %. La part de l'hydraulique est relativement faible (4 %), et la capacité installée ne dispose que d'une très faible marge de progression, de 39 MW actuels à 41 MW potentiels. Le détail de la répartition de la production renouvelable est présenté Figure 3.5.

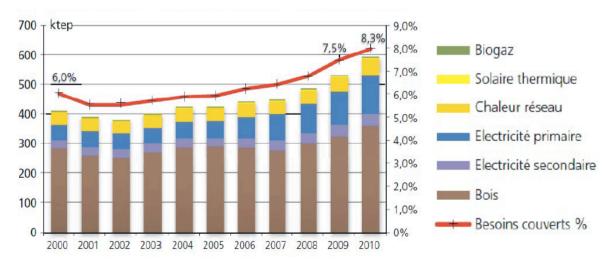
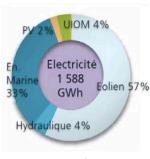
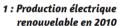
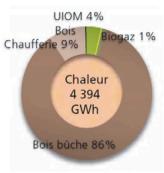


Figure 3.4 : Evolution de la production d'énergie en Bretagne de 2000 à 2010







2 : Production thermique renouvelable en 2010

Figure 3.5 : Production électrique et thermique renouvelable par filière en Bretagne en 2010

Importations

Considérant la faible suffisance énergétique de la région, la Bretagne importe la majorité de l'énergie qu'elle consomme. Ainsi, elle a importé 1602 ktep (18,6 TWh) d'électricité en 2012, d'origine nucléaire à 73 %, thermique à 8 % et renouvelable à 19 %. Concernant les hydrocarbures, la région a importé 3566 ktep (41,5 TWh) de produits pétroliers ainsi que 1203 ktep (14 TWh) de gaz naturel. Le détail des importations régionales 2012 est donné Annexe 7.1.

3.2.2 La place du chauffage dans le mix énergétique breton

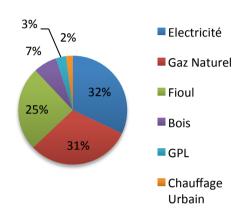
Comme il est décrit précédemment, la majorité de la production d'énergie renouvelable bretonne est sous forme de chaleur. Dans l'optique d'une étude portant sur une meilleure correspondance de la production à la consommation régionale, il est utile de situer la place du chauffage dans l'ensemble énergétique breton.

La disponibilité des données de chauffage des différents secteurs est relativement limitée, voire inexistante à l'heure actuelle. En effet dans les secteurs de l'agriculture, de l'industrie et des transports, il est difficile, laborieux et bien souvent inutile de calculer la part de la consommation énergétique allouée au chauffage, car négligeable face aux autres postes de consommation. Le choix est donc fait de concentrer les recherches sur le chauffage dans les domaines résidentiel et tertiaire.

La consommation du secteur résidentiel-tertiaire s'élève à 3200 ktep (37,2 TWh) en 2010 dont 2314 ktep (26,9 TWh) pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire. La répartition des sources d'énergie pour le chauffage résidentiel est présentée Figure 3.6. Concernant le secteur tertiaire, l'énergie finale consommée est composée à 46 % d'électricité, 30 % de gaz de ville, 18 % de fioul et 6 % de ce qui est qualifié d' "autres", incluant sous cette dénomination le chauffage urbain (peu importe la source), le GPL, le solaire, etc.

Il est à noter que ces 6% représentent environ 560 GWh. Or un GWh produit à partir de GPL, chaleur industrielle ou solaire n'émet pas la même quantité de dioxyde de carbone : environ 20 t équivalent CO_2 (t_{eqCO2}) par GWh (The Climate Registry, 2014), soit $11\ 000\ t_{eqCO2}$ sont émises chaque année par la combustion de GPL quand de la chaleur fatale industrielle ou de l'énergie solaire n'implique aucune émission. Sachant que les émissions de CO_2 du secteur tertiaire s'élèvent à $1,8\ Mt_{eqCO2}$ [p.51], la mise en place ou non d'une énergie neutre en CO_2 ne représente qu'une variation de $\pm\ 0,6\%$ des émissions totales, ce qui est relativement peu. Cela

permet néanmoins de relever le fait que dans le SRCAE, les réseaux de chaleur sont considérés comme une source d'énergie et non pas comme ce qu'ils sont, à savoir un vecteur énergétique. Cette erreur est d'ailleurs directement visible sur la Figure 3.6. Comme ils représentent une faible partie de l'approvisionnement total de chaleur, l'erreur passe inaperçue et ne mérite pas de s'y attarder. Cependant, si une augmentation de la part des réseaux de chaleur dans le mix de chauffage breton est envisagée, ce type d'approximation ne pourra plus être permis.



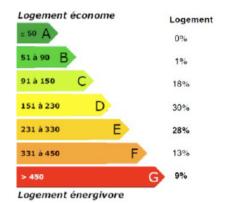


Figure 3.6 : Répartition des énergies de chauffage dans les résidences bretonnes (DREAL, 2013)

Figure 3.7 : Performance énergétique du parc régional de logements (2005) (DREAL, 2013)

En ce qui concerne la performance énergétique du parc immobilier breton (Figure 3.7), plus de la moitié des logements a une consommation d'énergie supérieure à 230 kWh/m²/an. Ces valeurs peu flatteuses sont cependant à nuancer compte tenu de leur ancienneté, puisque depuis 2005 des mesures ont été prises en matière de réduction de la consommation énergétique des logements, avec la réglementation thermique de 2005 puis celle de 2012, qui a notamment entériné l'aspiration au bâtiment basse consommation (BBC). Malgré tout, la construction de bâtiments neufs ne représente qu'1% par an, la consommation du parc breton est donc encore à plus de 230 kWh/m²/an en moyenne, et cela pour quelques dizaines d'années si le parc existant n'est pas rénové rapidement et efficacement.

3.2.3 Tendances et perspectives

L'évolution du contexte énergétique breton à moyen et long terme est évaluée dans plusieurs rapports qui, dans l'ensemble, se recoupent. Les SRCAE breton et rapports annuels de RTE sont les principales sources d'information concernant l'avenir à moyen terme, soit environ 5 ans, puisqu'en plus de fournir des informations qui leur sont propres, ils synthétisent le contenu de plusieurs autres rapports dont les données sont vérifiées, procurant ainsi au lecteur des informations fiables.

Selon la méthodologie utilisée dans le SRCAE, 2 scénarii sont proposés : un scénario de référence correspondant à la mise en œuvre de l'ensembles des mesures définies dans le Grenelle de l'Environnement et un scénario volontariste, plus ambitieux que le scénario de référence,

prenant en compte « les spécificités bretonnes et tablant sur la mise en place de politiques et d'actions volontaristes de l'ensemble des acteurs économiques, politiques et institutionnels du territoire ». Dans la section qui suit, l'intérêt est porté sur les estimations à l'horizon 2020 pour le scénario volontariste pour ensuite le comparer avec la situation danoise dans le Chapitre 5 afin de déterminer dans quelle mesure la Bretagne peut s'inspirer du Danemark pour mettre en place des actions encore plus efficientes.

Consommation

Concernant le secteur résidentiel, le scénario volontariste prévoit une réduction de la consommation d'énergie finale de 38 % (objectif fixé pour contribuer efficacement à l'atteinte du facteur 4 en 2050, soit une division par 4 des émissions de GES), soit une réduction de 11 TWh d'ici 2020, *via* les mesures prévues par le Grenelle que sont :

- L'application des réglementations thermiques 2012 et 2020
- Le Crédit d'Impôt Développement Durable, permettant de réduire de 30 % les frais de rénovation, avec un plafond de 8 000 €
- L'éco prêt à taux zéro, pouvant couvrir jusqu'à 20 % du montant des travaux

Cet objectif est conditionné par la rénovation de 45 000 maisons individuelles par an, avec un effort financier moyen d'environ 50 000 € par logement, avant aides. Il est préconisé de concentrer les efforts sur la consommation de chauffage et de réaliser les travaux nécessaires en une unique intervention.

Dans le secteur tertiaire, le scénario volontariste, concernant 71 % des bâtiments du secteur, insiste sur :

- La réhabilitation du bâti, à l'horizon 2020, pour 53 % du parc construit avant 2007
- Une substitution progressive du gaz et du fioul comme sources d'énergie de chauffage. Il n'est cependant pas précisé vers quelle(s) source(s) alternative(s).
- Le remplacement des systèmes en fin de vie, avec notamment une pénétration de l'énergie solaire (également dans les constructions neuves)

L'application de ces mesures ne permet toutefois pas d'atteindre l'objectif de -38 % atteignant « seulement » 27 % d'économies. Il est par conséquent préconisé d'insister sur la rénovation thermique des bâtiments réhabilitables ainsi que de privilégier la démolition des bâtiments les plus énergivores. L'aspect comportemental est également souligné, précisant que les objectifs fixés sont inatteignables sans une modification des usages énergétiques.

En résumé, la consommation d'énergie finale du groupe résidentiel tertiaire atteindra difficilement -38% sans mesures plus précises.

Production

La problématique de la continuité de l'approvisionnement en énergie ainsi que de l'autosuffisance régionale trouve quelques réponses dans les scénarii présentés dans le SRCAE. Le tableau synthétisant les résultats est présent Annexe 7.2.

Il est prévu que la production d'électricité d'origine éolienne terrestre atteigne 1800 MW dans le scénario bas et jusqu'à 2500 MW pour le scénario haut, la variation dépendant du taux d'acceptation des nouvelles Zones de Développement Eolien (ZDE) et des schémas locaux (SDE).

Le solaire photovoltaïque est supposé atteindre 400 MW installés, en suivant le rythme d'installation actuel. A prendre en compte également l'installation de 1000 MW de turbines offshore. Plus spécifiquement concernant les énergies à vocation de chauffage, une légère progression du bois bûche en poêle/insert est attendue, un doublement de capacité des chaufferies collectives biomasse ainsi qu'une apparition d'unités de cogénération bois énergie d'une capacité de 78 MW_{th}. Le biogaz obtenu *via* méthanisation est également vu à la hausse, passant d'une capacité de 5 à 62 MW. La puissance des UIOM n'est pas indiquée, cependant il est attendu un doublement de la production, notamment grâce à un Pouvoir Calorifique Inférieur (PCI) des déchets plus haut dû à un meilleur tri de ces derniers. A noter que les unités de production fonctionnant au biogaz ainsi qu'aux ordures ménagères fonctionnent pour la plupart en cogénération.

Concernant les ressources en énergie renouvelables, le gisement de biomasse disponible est estimé à environ 500 000 t/an jusqu'à 2020, en tenant compte des infrastructures déjà existantes. Concernant le biogaz, avec un élevage porcin (pour ne prendre que lui) évalué à environ 8 millions de têtes, produisant en moyenne basse 4 kg de lisier par jour (Levasseur, 1998), sachant que l'on peut extraire 16 m³ de biogaz par tonne de lisier (Solagro, 2005), à hauteur de 6,8 kWh/m³ (Biogaz Energie Renouvelable, n.d.), le potentiel s'élève à 1,3 TWh, soit environ 4 % de la demande totale de chaleur du secteur résidentiel/tertiaire ou encore 19 % de la demande des résidences qui ont le gaz comme principale source d'énergie de chauffage (6,7 TWh).

La présence de ressource ainsi que la mise en place des technologies d'exploitation adéquates sont fondamentales. Cependant, comme le montre le cas de l'éolien, le cadre institutionnel et législatif joue un rôle primordial dans le succès d'une politique énergétique.

3.2.4 Contexte institutionnel et législatif à travers les différentes étapes de la création d'un réseau

L'exemple des ZDE dans le cadre de l'installation d'éoliennes est emblématique de ce que peut représenter le cadre institutionnel et législatif. En effet, c'est ce dernier qui fixe les normes à respecter, le prix de rachat de l'énergie qui est lui-même le fruit d'une politique incitative en faveur du développement des énergies renouvelables ou encore le type de marché et de propriété appliqué aux installations. Dans cette section, seule la législation encadrant le développement des réseaux de chaleur est présentée en suivant les étapes de la création d'un réseau de chaleur, de l'idée à la mise en service. La Figure 3.8 présente le principe d'un réseau de chaleur.



Figure 3.8 : Schéma de principe d'un réseau de chaleur

Etude de la demande

La question de la demande de chaleur est fondamentale pour considérer la viabilité financière d'un réseau. Une étude suédoise a démontré qu'un réseau de chaleur est « directement faisable » si la demande de chaleur dans la zone considérée est supérieure à 50 kWh/m²/an (Frederiksen & Werner, 2013). Cependant, cela dépend de la longueur du réseau pour desservir cette même demande. Si la densité dans la zone considérée est suffisante, par exemple 15 maisons construites au début des années 2000 avec une étiquette énergétique B, mais le lieu de production est à 2 km, l'efficacité énergétique du réseau est plus qu'incertaine. Si, par contre, le site de production est très proche du lieu de consommation, le réseau sera beaucoup plus compétitif puisque moins long, donc moins d'investissement et moins de pertes thermiques. Un réseau de chaleur accuse en moyenne 20 % de pertes thermiques.

En pratique, l'on utilise la densité énergétique par mètre linéaire de réseau, ce qui permet de visualiser directement la performance potentielle d'un réseau. La région Île-de-France a d'ailleurs mis en place un outil cartographique *Densités thermiques et tracés des réseaux de chaleur* (cf. Bibliographie) permettant de visualiser cette densité énergétique linéaire. Attention cependant à ne pas baser la faisabilité d'un réseau de chaleur sur ce seul chiffre. En effet, d'autres paramètres peuvent permettre de rendre viable un projet de réseau alors même que la densité thermique est faible, par exemple un bon foisonnement, c'est-à-dire une mixité des usages au sein d'un même quartier avec des besoins de chaud lissés sur la journée (logements avec des besoins matin et soir et bureaux avec des besoins en journée), ou encore un réseau basse température qui coûte moins cher et a moins de pertes.

Les éléments législatifs déclencheurs d'une étude des besoins :

• Dans le cas d'un nouvel aménagement :

« Toute action ou opération d'aménagement telle que définie à l'article L. 300-1 et faisant l'objet d'une étude d'impact doit faire l'objet d'une étude de faisabilité sur le potentiel de développement en énergies renouvelables de la zone, en particulier sur l'opportunité de la création ou du raccordement à un réseau de chaleur ou de froid ayant recours aux énergies renouvelables et de récupération. » — Article L128-4 du Code de l'urbanisme (en savoir plus sur http://reseaux-chaleur.cerema.fr/etudier-la-faisabilite-du-developpement-des-energies-renouvelables-et-des-reseaux-de-chaleur-dans-un-amenagement)

• Un réseau peut être **classé**, cela permet de définir des zones de développement prioritaire à l'intérieur desquelles le raccordement au réseau est obligatoire pour toute installation d'un bâtiment neuf ou faisant l'objet de travaux de rénovation importants, dès lors que la puissance pour le chauffage, la climatisation ou la production d'eau chaude dépasse 30 kilowatts. Cette obligation s'applique également aux bâtiments faisant l'objet d'un changement de chaudière (en savoir plus sur classement.reseaux-chaleur.fr).

Quelle énergie?

Le choix de la source d'énergie doit se faire en fonction de trois facteurs, par ordre d'importance :

- Le prix: un client n'aspirera pas à souscrire à un réseau de chaleur s'il n'est pas compétitif. Un réseau de chaleur est compétitif si la densité énergétique est suffisante et si les énergies utilisées sont bon marché. Il est de plus en plus fréquent de voir des réseaux multi-énergies adaptant leur utilisation de telle ou telle énergie en fonction des prix du marché, afin de toujours avoir le prix le plus bas.
- La disponibilité : Il est déconseillé de choisir une énergie dont l'approvisionnement peut subitement s'interrompre (quid du gaz russe, du charbon américain, etc.). Choisir une énergie ayant une source lointaine augmente les incertitudes sur sa disponibilité ainsi que sur son prix. Les réseaux de chaleur ont cet avantage de pouvoir fonctionner avec n'importe quelle énergie, dont les énergies locales telles que la biomasse, le biogaz, la chaleur fatale industrielle, le solaire thermique, les UIOM voire même... les crématoriums (chaque année à Aalborg, l'équivalent de 50 logements types est chauffé grâce à la chaleur récupérée au crématoire municipal).
- L'impact écologique: Considérant la raréfaction des ressources fossiles et donc la hausse de leur prix, opter pour une source d'énergie renouvelable est non seulement un choix pertinent d'un point de vue écologique, mais aussi d'un point de vue financier. En effet, si le prix des énergies renouvelables est stable ou tendanciellement à la baisse, celui des énergies fossiles, lui, est plus volatile même si actuellement (Décembre 2014) sa tendance est également à la baisse. L'option énergie renouvelable est donc un facteur de stabilité financière en plus d'être écologiquement souhaitable.

Les éléments législatifs sur l'étude des énergies pour un bâtiment :

 une étude d'approvisionnement en énergie est obligatoire pour les bâtiments de plus de 50 m² les constructions neuves sont soumises à la RT 2012, dans laquelle les réseaux de chaleur vertueux sont pris en compte de façon à inciter le développement de ceux-ci, principalement dans les quartiers neufs

Comment financer l'installation?

Différents mécanismes de financement rentrent en jeu, notamment ceux mis en place par le Grenelle de l'environnement comme des prêts à taux bonifié, les crédits d'impôt ou encore la réduction de la TVA. Des financements des collectivités territoriales peuvent également intervenir, cela dépend des politiques locales. Néanmoins, le dispositif le plus important mis en place est le Fonds Chaleur. Toutefois, les principaux outils financiers pour les réseaux de chaleur sont :

- La TVA réduite, appliquée sur la partie abonnement et sur la partie combustible lorsque le réseau est alimenté à plus de moitié par des EnR&R
- Le Fonds chaleur, mis en place par le ministère du développement, géré par l'ADEME, permet de financer la création et l'extension de réseaux, à condition qu'ils soient alimentés à plus de moitié par des EnR&R. Cette aide est dimensionnée sur le principe d'avoir une facture à l'usager inférieure de 5% à une facture au gaz collectif (solution la plus compétitive en France). La contribution financière peut s'élever à hauteur de 55 % de l'investissement réseau, qui peut représenter de 25 à 50 % de l'investissement total, quand ce n'est pas plus dans le cas d'un réseau de récupération de chaleur.
- Les Certificats d'économie d'énergie (CEE) permettent généralement de financer la densification des réseaux de chaleur vertueux

Quelle maîtrise d'ouvrage?

Tous les réseaux de chaleur ne peuvent pas être dirigé de la même manière. On considère usuellement deux catégories de réseaux : les réseaux de moins de 3,5 MW et ceux de plus de 3,5 MW. Le type de maîtrise d'ouvrage pour ces deux catégories est représenté par la Figure 3.9 et la Figure 3.10. La gestion en régie publique est plébiscitée pour les petits réseaux, comme il s'agit de réseaux relativement simple, moins coûteux et pouvant être géré par une seule personne. Pour les grands réseaux, au contraire, il est généralement préféré la Délégation de Service Public (DSP), confiant ainsi l'exploitation à un tiers, généralement une société spécialisée. Les différents types de maîtrise d'ouvrage sont définis comme il suit :

- Régie publique : « La régie intéressée est le contrat par lequel le contractant s'engage à gérer un service public contre une rémunération fonction d'une formule d'intéressement aux résultats. Le régisseur exploite les ouvrages construits par la personne publique mais il n'en assume pas les risques. » (marché-public.fr, 2014)

Le Centre d'Etudes et d'expertise sur les Risques, l'Environnement, la Mobilité et l'Aménagement (Cerema) définit les différents types de DSP pour un réseau de chaleur :

- Affermage : « La collectivité finance et réalise les installations (ou les fait réaliser pour son compte dans le cadre d'un marché public). Les ouvrages sont ensuite mis à disposition d'un fermier qui est chargé de les exploiter pour fournir le service aux usagers, dans le respect des engagements définis par le contrat, dont la durée est généralement de 10 à 15 ans. Le fermier verse à la collectivité une redevance pour

- l'utilisation des installations, et se rémunère sur les sommes perçues auprès des abonnés. »
- Concession: « Le concessionnaire finance et réalise les installations, éventuellement avec une aide de la collectivité sous la forme d'une subvention. Il exploite ensuite le réseau pendant la durée du contrat (généralement 20 à 30 ans) afin d'amortir les investissements consentis et de dégager un bénéfice. A l'issue du contrat, les installations sont susceptibles de retour ou de reprise au bénéfice de la collectivité, suivant les modalités définies dans le contrat. » (Cerema, 2011)

Le Tableau 3-1 résume le rôle de la collectivité et du délégataire en fonction du type de maîtrise d'ouvrage.

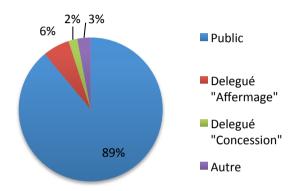


Figure 3.9 : Maîtrise d'ouvrage des réseaux de chaleur biomasse de moins de 3,5 MW en France (Amorce, 2014)

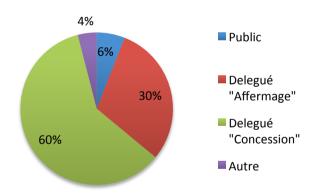


Figure 3.10: Maîtrise d'ouvrage des réseaux de chaleur de plus de 3,5 MW en France (Amorce, 2014)

	Construction du réseau	Exploitation du réseau
Régie		
Affermage	Collectivité	Délégataire
Concession	Délégataire	Délégataire

Tableau 3-1: Répartition des rôles en fonction du type de maîtrise d'ouvrage (Cerema, 2011)

En marginal il y a aussi les maîtrises d'ouvrage :

- De syndicat intercommunal

- Privées de type Association Foncière Urbaine Libre (AFUL) ou Société d'économie mixte (SEM)

Cet état des lieux de la situation énergétique bretonne permet de constater que la marge d'amélioration est conséquente. Des mesures ont d'ores et déjà été prises au niveau national comme régional pour réduire la consommation tout en augmentant la production d'origine renouvelable et récupérable. Le Danemark, ayant une géographie similaire à la géographie bretonne et des objectifs semblables, suit depuis trois décennies maintenant un chemin différent.

4 Etat des lieux au Danemark

Le Danemark (cf. carte Annexe 7.3) est un des trois pays scandinaves avec la Norvège et la Suède. Etant le pays le plus au sud des 3, il est considéré comme la « Côte d'Azur scandinave », malgré sa rigueur climatique (moyenne de 3255 DJU annuels à Aalborg entre décembre 2011 et décembre 2014, source www.degreedays.net). Pays mi- péninsulaire mi- insulaire, il possède une frontière terrestre avec l'Allemagne et routière avec la Suède via le pont de l'Øresund, reliant Copenhague à Malmö. Le pays compte 5,5 millions d'habitants, répartis entre la péninsule du Jutland et les îles de Fionie, Seeland et Bornholm (les principales îles, mais le royaume compte en tout 443 îles). Les îles Féroé ainsi que le Groenland sont également liés au Danemark mais sont des territoires autonomes. La géographie particulière du pays en fait une zone propice au développement de l'énergie éolienne, dont les danois sont parmi les leaders mondiaux. Mais dans la réalité, le système énergétique danois est plus complexe et est en constante évolution. Dans ce chapitre est donc présenté le système énergétique ainsi que la place importante des réseaux de chaleur au sein de ce dernier ainsi que le cadre institutionnel et législatif dans lequel il s'inscrit.

4.1 Le système énergétique danois

Le système énergétique danois a longtemps reposé sur le charbon et le pétrole. Cependant, le choc pétrolier de 1973 a fait comprendre aux danois que ce modèle reposant sur les énergies fossiles risquait de devenir instable et cher dans l'avenir. Ils ont alors commencé à se concerter sur les différentes options qui s'offraient à eux. A la même époque, les prospections d'hydrocarbures en Mer du Nord s'étaient avérées fructueuses ouvrant des perspectives d'énergie à prix maîtrisé pour les prochaines décennies et en quantité suffisante pour atteindre l'autosuffisance énergétique.

C'est dans ce cadre que le gouvernement danois a décidé de décentraliser la production d'énergie, sous l'impulsion de scénarii portés par les universitaires qui démontraient la nécessité d'un changement de paradigme permettant une plus grande flexibilité du système. La Figure 4.1 montre l'évolution de l'infrastructure électrique danoise entre 1985 et 2009. On observe la construction d'une multitude de petites unités de cogénération réparties sur tout le territoire ainsi que la construction de nombreuses éoliennes. En effet, le Danemark est un terrain propice au développement éolien ; culminant à 174 m au-dessus du niveau de la mer, la topographie danoise offre peu d'obstacles au vent et de ce fait le pays est balayé par les vents, notamment venant de l'Atlantique via la Mer du Nord.

Désormais, le pays a établi ses objectifs énergétiques à long terme ; le Danemark veut réduire ses émissions d'au moins 80 % à l'horizon 2050 et atteindre un approvisionnement en énergie 100 % renouvelable, y compris dans le secteur des transports, à la même échéance (Danish Energy Agency, 2013a). Ces objectifs sont ambitieux sachant qu'à l'heure actuelle le Danemark est le quatrième pays au monde ayant la plus grande empreinte écologique, juste derrière les Emirats du Golfe Arabique (WWF, 2012) et des émissions de GES par habitant bien supérieures aux émissions françaises, comme le montre la Figure 4.2. Cela est notamment dû à la forte dépendance du système énergétique au charbon et au gaz ainsi qu'au fait que la totalité des

transports danois fonctionnent actuellement au pétrole. Malgré l'ambition des objectifs fixés, le Danemark peut compter sur son système décentralisé, fondation de ses réseaux de chaleur.

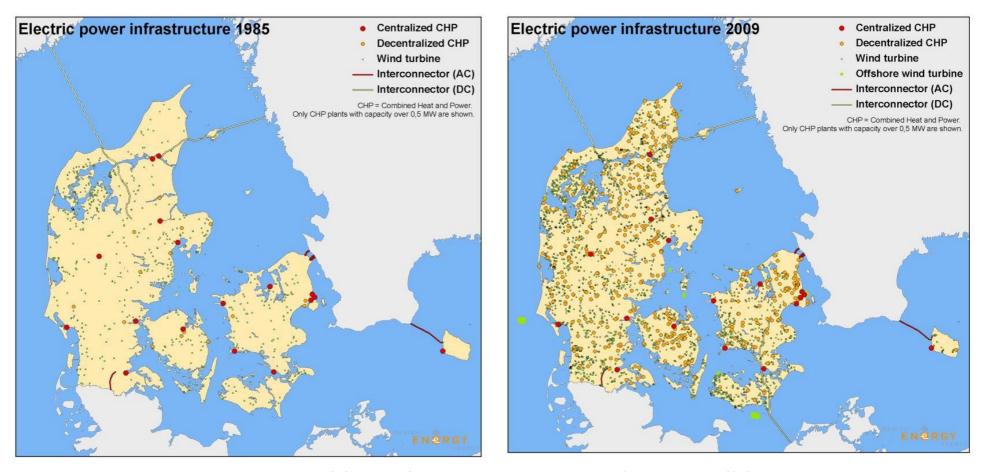


Figure 4.1: Evolution de l'infrastructure électrique danoise entre 1985 et 2009 (Danish Energy Agency, 2014)

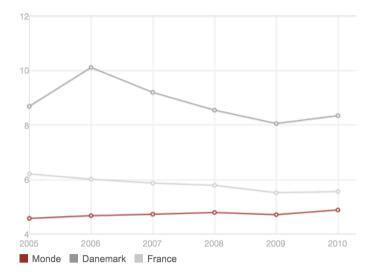


Figure 4.2 : émissions de GES en t_{eqCO2} par habitant au Danemark, en France et dans le monde

4.2 Le développement des réseaux de chaleur

Pour comprendre le développement des réseaux de chaleur danois, il est nécessaire de connaître l'histoire récente de la planification énergétique du pays et l'évolution du contexte politique qui a permis un tel développement. Il devient alors évident qu'une solution technologique, aussi performante soit-elle, ne peut pas voir le jour sans un terreau économico-législatif favorable.

4.2.1 Histoire d'un changement de paradigme

Les réseaux de chaleurs ont de longue date été présent au Danemark, notamment grâce aux unités de cogénérations présentes dans les villes de plus de 100 000 habitants, déjà dans les années 1930, unités fonctionnant principalement au charbon. Avant la Seconde Guerre Mondiale, il y existait également des unités de cogénération décentralisées (DCHP), fonctionnant principalement au diesel.

C'est à partir de la crise pétrolière de 1973 que les danois ont aspiré à changer leur modèle énergétique. Le rapport *Dansk energipolitik 1976* fut le premier plan énergétique post-crise. Dans ce plan, la part belle était faite à l'énergie nucléaire et les DCHP étaient exclues en raison de la concurrence qu'elles faisaient au nucléaire, malgré leur potentiel déjà reconnu. Concrètement, la cogénération décentralisée était la meilleure alternative à l'époque, cependant le pouvoir politique des grandes entreprises de production d'énergie, intimement liées au gouvernement pro-nucléaire de l'époque a fait que le nucléaire n'a été comparé qu'avec l'alternative centrale charbon de grande puissance, favorisant de ce fait le nucléaire. Cependant, un groupement d'universitaires danois (dont les professeurs Frede Hvelplund et Henrik Lund) impliqués dans le débat public publia en 1976 un plan alternatif dans lequel la majorité de la production électrique provenait de la cogénération décentralisée fonctionnant au gaz naturel.

Malgré cela, le second plan énergétique en 1981 tablait toujours sur le charbon et le nucléaire comme base du système, reléguant les DCHP au stade de technologie négligeable. La même année, les universitaires publièrent une fois encore un scénario alternatif avec des unités DCHP dans des villes jusqu'à 200 habitants, avec une puissance totale cumulée de 2000 MW. Cela

poussa le gouvernement à revoir sa position sur la cogénération décentralisée et en 1984, la décision fut prise de renoncer au nucléaire ainsi que d'examiner le potentiel des DCHP. Ainsi une petite unité expérimentale fut construite par les entreprises de production d'énergie, à l'époque surreprésentées dans le comité qui décida de la construction de l'unité. Cette unité essuya de nombreux échecs, entre autre un arrêt de 3 mois en 1985, justifiant le pessimisme des entreprises qui l'avait financé. A la suite de cet épisode, un rapport final émanant du comité définissait alors le potentiel total pour cette énergie à 450 MW pour l'ensemble du pays, 6% de la production totale d'électricité, autrement dit d'un intérêt mineur. Cette valeur fut d'ailleurs inscrite dans le plan énergétique de 1989.

Il y eut un débat public en 1987 sur le prix de l'électricité provenant des DCHP à destination du réseau public. Il en résulta des règles de tarification fixes, basées sur le principe des coûts évités à long terme. Le système de référence pour les calculs des prix était alors une centrale charbon de 350 MW. En 1988 le prix du kW de DCHP installé calculé par les autorités était situé entre 1266 et 1583 US\$. En dépit de cela, une unité DCHP au gaz naturel fut construite dans la ville de Dronninglund, d'une capacité de 3,5 MW électriques et 5,6 MW thermiques en remplacement d'une chaufferie fonctionnant au charbon. Le prix du kW installé chuta alors à 833 US\$, soit moins cher que le kW dans une grande centrale charbon. Au même moment, un nouveau Premier Ministre membre d'un petit parti libéral-écologiste fut nommé et il s'avéra très au fait de la situation énergétique du pays. Il organisa l'élaboration d'un nouveau scénario *Energy 2000* ayant pour objectifs une réduction de 20 % des émissions de CO_2 et 15 % de la consommation énergétique nationale sur la période 1988-2005. Dans ce scénario, la capacité en cogénération décentralisée fut fixée à 1500 MW à l'horizon 2000. C'est donc à partir de ce moment que le Danemark s'engagea dans la décentralisation de sa production d'énergie, comme montre clairement la Figure 4.1.

4.2.2 Que retenir de ces 4 décennies?

Ce processus peut être résumé comme étant la méthode classique de résistance des forces établies contre les nouvelles technologies :

- <u>Phase 1</u>: « Ça n'existe pas ». Déni de l'existence de la technologie, exclusion des débats et des politiques
- Phase 2 : « Ça ne marche pas ». Sous-estimation de la fiabilité de la nouvelle technologie
- Phase 3 : « C'est trop cher ». Sous-estimation de l'économie de la nouvelle technologie
- <u>Phase 4</u>: « Peut-être que ça existe, que ça marche et que c'est économique, mais c'est d'une importance mineure ». Sous-estimation du potentiel énergétique
- <u>Phase 5</u> : « Ça ne marche pas dans un système énergétique. Exagération des problèmes techniques en lien avec l'ajustement de la technologie avec le système électrique complet
- Phase 6 : Prise en compte de la technologie à sa juste valeur et mise en place

La percée de la cogénération décentralisée s'est faite en dépit de la résistance de l'administration centrale en lien direct avec les grandes entreprises de l'énergie. L'initiative a évolué du débat public initié par le mouvement populaire, les chercheurs universitaires et les membres du Parlement. L'innovation technologique vient des entreprises, groupes de personnes et individus qui sont indépendant des entreprises de distribution des énergies fossiles. Ainsi,

l'exemple danois souligne l'importance du rôle que la législation doit donner aux groupes et personnes hors de l'influence des grandes compagnies pétrolières et gazières.

Ainsi, la cogénération décentralisée a permis le développement de réseaux de chaleur de petite et moyenne taille fournissant aux consommateurs danois une énergie au moins aussi compétitive que le chauffage individuel (condition minimale pour l'acceptation sociale d'un réseau) voire moins chère. A l'heure actuelle, la tendance est à la substitution du gaz naturel pour de la biomasse, du solaire thermique, de la chaleur industrielle voire un mix de ces solutions afin de sortir progressivement des énergies carbonées. La sortie du paradigme gaz se fait relativement en douceur compte tenu du fait que la mise en place de réseaux de chaleur a fait se rétracter le réseau de distribution de gaz de ville. Les industriels du gaz ne font donc pas de lobbying pour protéger leurs acquis puisque cela fait des années qu'ils ont perdu ce marché. La ville danoise utilise de moins en moins de gaz, même pour la cuisson qui est maintenant majoritairement électrique, augmentant de ce fait la sécurité des villes en limitant les risques dus au gaz.

L'industrie électrique fossile, elle, reste relativement influente compte tenu de l'importance des grandes centrales dans le réseau danois, et fait du lobbying afin de maintenir ses sites de production le plus longtemps possible.

4.3 Les réseaux de chaleur aujourd'hui

En connaissant l'histoire des réseaux de chaleur danois, il est plus facile de comprendre leur rôle et leur situation actuels. Dans cette section les principaux faits et nombres relatifs aux réseaux de chaleurs sont présentés ainsi que le cadre institutionnel et législatif les régissant.

4.3.1 Quelques faits

Le premier chiffre avancé par les danois est la couverture de la demande de chauffage assurée par les réseaux de chaleur, s'élevant à 63 % en 2014, parmi lesquels 51 % de l'énergie fournie est d'origine renouvelable, comme le montre la Figure 4.3 (Danish Board of District heating, 2014). Les pertes thermiques sur les réseaux s'élèvent en moyenne à 20 %, cependant certaines municipalités comme celle de Viborg mettent en place des plans de rénovation innovants avec pour but de faire descendre cette valeur à 10 %.

Une facture de chauffage alimenté par un réseau de chaleur est divisée en 2 parties :

- La part fixe, finançant l'investissement initial, les éventuels coûts dus à du capital perdu (coûts irrécupérables ou *sunk costs*) et les frais d'opération et maintenance
- La part variable, correspondant à la consommation d'énergie mesurée.

La répartition moyenne est de 50/50, cependant la part fixe peut dépasser 60 % sur certains réseaux. Les gestionnaires de ces derniers ont pour but de réduire cette valeur afin d'inciter les consommateurs à faire des économies d'énergie. En effet, plus la part variable sera élevée, plus les économies d'énergies seront répercutées sur la facture de chauffage et donc plus les clients feront attention à leur consommation.

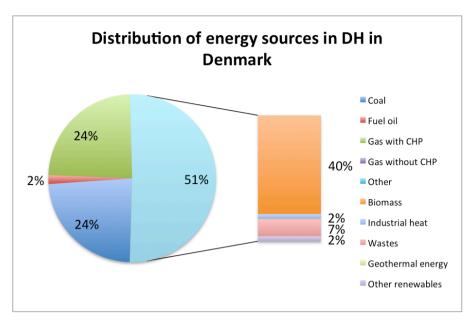


Figure 4.3: Distribution des sources d'énergie alimentant les RdC danois en 2014

4.3.2 Le cadre institutionnel et législatif

Comme il est présenté dans la section précédente, le cadre institutionnel et législatif joue un rôle fondamental dans le succès d'une technologie. Dans la même logique que dans le chapitre précédent, il peut être présenté à travers les étapes de la réalisation d'un réseau de chaleur.

Etude de la demande

Le principe est le même qu'en France, cependant la valeur seuil diffère. En effet, si dans la majeure partie de l'Europe, cette valeur déterminant la faisabilité d'un réseau est établie à 50 kWh/m²/an, au Danemark et plus largement dans les régions où les réseaux de chaleur sont déjà bien établis, cette valeur tombe à 20 kWh/m²/an (Frederiksen & Werner, 2013). La demande pour la maison danoise typique de 130 m² est évaluée à 18,1 MWh par an, soit 139 kWh/m²/an. En pratique, compte tenu de l'âge de nombre de maisons danoises, la demande est suffisante pour créer un réseau quasiment n'importe où. Le facteur déterminant sera le prix proposé au consommateur, facteur dépendant de l'énergie utilisée.

Quelle énergie?

L'énergie choisie dépend directement du prix de cette dernière ainsi que la fiscalité qui s'y applique. A l'heure actuelle, il s'agit principalement de gaz naturel, cependant 60 % du prix final du gaz est composé de taxes. Les prix affichés dans le Tableau 4-1 sont les prix des énergies pour le consommateur final lorsqu'il s'agit d'un particulier. Au contraire, la biomasse n'est soumise à aucune taxe ce qui signifie que si les pellets de bois coûtent en moyenne 5,5 ct€/kWh, le gaz ne coûte que 4,3 ct€/kWh avant taxes. Cela souligne l'importance de la fiscalité dans la réflexion afin de déterminer quelle est la meilleure solution à apporter. En pratique, l'on trouve maintenant de plus en plus de DCHP couplant cogénératrice et chaudière basée sur plusieurs énergies (cf. Sous-section 5.1.1)

Le choix de l'énergie peut aussi dépendre de l'accès physique à telle ou telle énergie. La biomasse par exemple est de plus en plus utilisée comme ressource locale, cf. Tableau 4-2.

Cependant une partie de la consommation danoise de bois énergie provient encore des forêts russes et lituaniennes. Même dans ce cas, la biomasse reste plus économique et écologique que le gaz naturel, d'après les analyses de cycle de vie menées.

De plus en plus de centrales solaires thermiques voient le jour au Danemark, la plus grande actuellement en fonctionnement, à Dronninglund étant d'une surface de 37 275 m² de collecteurs solaires couplés à un réservoir d'eau d'une capacité de 60 000 m³ qui sera chauffé tout l'été et restituera la chaleur l'hiver, à hauteur de 50 % des besoins de la ville, le reste étant fourni par une unité de cogénération. La production solaire en hiver sert de source chaude à une pompe à chaleur qui préchauffe l'eau en entrée d'une chaudière biomasse assurant le complément énergétique.

Type de chauffage	Efficacité [%]	Prix de l'énergie [ct€/kWh]	Durée de vie [années]	O&M [€/an]	Prix annuel [€/an]
Réseau de chaleur	100	10,1	20	0	2206
Fioul	85	12,3	20	335	3425
Biomasse	80	6,3	20	469	2497
Gaz naturel	95	10,7	18	282	2853
Chauffage électrique	100	22,8	30	0	4332
PAC air/eau	300	22,8	20	134	2420

Tableau 4-1: Prix des différentes solutions de chauffage pour une maison danoise type en 2013 (Tang, 2013)

Biomasse					
Consommation	TWh				
conso. 2012	37				
conso 2020	46				
Ressource					
paille	11				
bois	6				
déchets	7				
biogaz	9				
culture énergétique	18				
Total	51				

Tableau 4-2 : Consommation (Danish Energy Agency, 2012) et ressource (1996) de biomasse au Danemark (Lund, 2013)

Financement

La plupart des réseaux danois sont détenus par des coopératives de consommateurs, qui représentent la totalité de l'investissement. En effet, pas de mécanisme similaire au Fonds Chaleur français, mais une culture de la coopérative citoyenne et une bonne connaissance des atouts du chauffage centralisé. La principale raison poussant les danois à investir est la promesse d'un chauffage bon marché et cela pour une vingtaine d'année au moins. Le principal outil financier mis à disposition des investisseurs est le fait que la *Kommune*, équivalent de la communauté de communes, peut se porter garante pour le prêt bancaire, assurant ainsi un taux

d'intérêt relativement bas, généralement aux alentours de 2,5 %. La règle empirique pour calculer le taux d'intérêt d'un prêt est de prendre le taux d'inflation et d'y ajouter 2 %.

A noter que la notion de réseau « classé » n'existe pas au Danemark, cependant il est possible de créer des « zones de développement » au niveau municipal, dans lesquelles les conditions énergétiques et financières sont avérées, afin d'encourager l'investissement et le raccordement des particuliers. Il existe d'autres mesures pour inciter au raccordement aux réseaux de chaleur, comme des frais de raccordement très bas (jusqu'à 1 DKK soit 13 centimes d'euro) ou encore une réduction de la part fixe de la facture pour les maisons à faible consommation.

Maîtrise d'ouvrage

60 % des 405 réseaux de chaleur danois sont des coopératives de consommateurs, les 40 % restants sont détenus par les municipalités (Danish Board of District heating, 2014). Chaque entité est sous la forme d'une compagnie à but non-lucratif, dont le but est, en plus de fournir la chaleur la moins chère possible, d'être à l'équilibre en fin d'exercice. Comme en France, la décision finale revient au maître d'ouvrage dans le cadre d'un réseau sans cogénération. Si cogénération il y a, le maître d'ouvrage doit obtenir l'aval du gestionnaire du réseau électrique, Energinet.dk.

Il est à noter que le *Danish Energy Report 2013* qui est le document de référence (équivalent de la RT 2012 française) fixant les objectifs à court terme ainsi que les outils mis à disposition pour atteindre ces objectifs, a provisionné une enveloppe de 35 millions de couronnes (4,7 millions d'euros) sur la période 2012-2015 afin de promouvoir l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux de chaleur (Danish Energy Agency, 2013b). Il y a également des plans de réduction de la consommation d'énergie développés au niveau des communautés de communes comme par exemple la municipalité de Sønderborg qui, avec son projet baptisé *Project Zero*, aspire à devenir neutre en CO₂ à l'horizon 2030 ou encore les îles de Samsø ou Ærø qui sont d'ores et déjà sur la voie de l'indépendance énergétique.

5 Pistes d'évolution des réseaux de chaleur en Bretagne

La situation énergétique danoise étant présenté, il est désormais possible de déterminer les technologies et mesures politiques relatives aux réseaux de chaleur mises en place ou en cours de développement au Danemark pouvant être importées et adaptée à la situation bretonne.

5.1 Techniques

Les réseaux de chaleur sont peu présents en Bretagne. À ce titre, il est difficile de parler d'évolution technologique puisque « tout reste à faire ». Néanmoins, considérant le savoir-faire danois en la matière, il peut être intéressant de se pencher sur les solutions techniques utilisées et leur potentielle installation en Bretagne.

5.1.1 Le couplage cogénération-chaudière

Le principe de ce type d'installation est d'utiliser à chaque instant l'énergie la moins chère. Prenons l'exemple du site de production de la petite ville de Oue, alimentant environ 140 logements. Il s'agit ici d'une cogénération gaz de petite puissance (922 kW électriques et 1,4 MW thermiques) couplée à une chaudière classique fonctionnant au gaz ou à la biomasse. En plus du prix de l'énergie, la fiscalité appliquée au gaz dans le cadre de la cogénération ou dans le cadre de chauffage simple n'est pas la même. De plus, le coût de fonctionnement d'un moteur de cogénération ou d'une chaudière n'est pas le même (il est d'environ 8 € par heure de fonctionnement de la cogénération quand celui de la chaudière n'est que de 1 € par heure). Ainsi, lorsque le prix de l'électricité chute sur le marché horaire (le Nordpool SPOT Market) de sorte qu'il passe sous le coût marginal de production de l'unité de cogénération, l'unité s'arrête et la chaudière prend le relai, afin d'éviter de produire à pertes, comme le prix de l'électricité vendue est déduit du prix de la chaleur fournie au consommateurs, et ainsi de toujours consommer l'énergie la moins chère. Cette flexibilité permet de réduire le prix de la chaleur d'au moins 30 % voire plus dans certains cas par rapport à une production uniquement en cogénération. Jusqu'il y a peu, chaque kWh électrique produit par une DCHP et vendu sur le marché était gratifié de 0,1 DKK (1,3 ct€), versé par le gouvernement au maître d'ouvrage à titre de mesure incitative, ce qui n'est désormais plus le cas car les objectifs ont été atteints.

Ce principe de gestion des réseaux multi-énergies existe déjà en France sur certains grands réseaux comme celui de Grenoble, par exemple. Cela signifie qu'une partie du savoir-faire relatif à cette technique est déjà présente et peut être éventuellement mise à contribution sur les projets de petite puissance.

5.1.2 Intégration de solaire thermique aux réseaux de chaleur

Il est de croyance populaire que le solaire thermique n'est efficace qu'en zone de fort ensoleillement comme dans le sud de la France ou en Espagne, par exemple. Le Danemark prouve le contraire, avec à ce jour plus de 500 000 m² de collecteurs solaires connectés à un réseau de chauffage, comme le montre la Figure 5.1. Il est d'ailleurs prévu de multiplier par 8 cette surface d'ici 2020 afin de fournir 1,4 TWh de chaleur par an, soit environ 5 % de la demande des réseaux de chaleur danois. Ce type de système n'est cependant efficace que

couplé avec un dispositif de stockage saisonnier et généralement un générateur de chaleur voire une cogénération, comme dans l'exemple de Dronninglund décrit dans la section 4.3, ce qui ne peut se faire qu'en réseau.

La durée d'ensoleillement moyenne est de 1495 heures par an au Danemark quand en Bretagne elle varie entre 1600 et 1850 heures pas an, le potentiel est donc réel. Il reste cependant le prérequis d'un réseau de chaleur existant ou planifié.

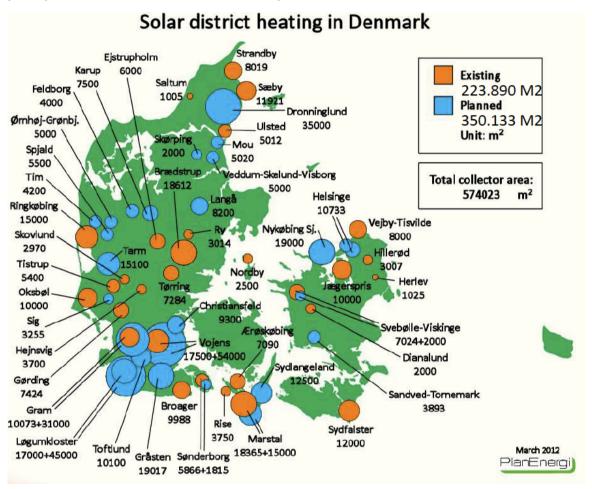


Figure 5.1: Surface totale de collecteurs solaires connectés aux RdC au Danemark en 2014 (Holm, 2012)

5.1.3 Collecte et disponibilité des données

La disponibilité de données relatives aux usages énergétiques bretons est un problème récurrent lorsque l'on veut étudier la situation énergétique régionale et *a fortiori* la modéliser numériquement, et quand certaines données sont disponibles, elles sont parfois dépassées, pour ne pas dire obsolètes, notamment quand on touche à des domaines comme par exemple le développement des réseaux de chaleur ou des énergies renouvelables, secteur en mutation constante.

Des initiatives ont vu le jour en Bretagne, comme l'Observatoire Régional des Energies et des Gaz à Effet de Serres (OREGES) et il faut le saluer. Cependant, il faut encore donner de la visibilité à certaines données primordiales pour une bonne planification énergétique de la région. Soit l'exemple la consommation de gaz des particuliers ; cette donnée est détenue par les compagnies privées de distribution de gaz, c'est-à-dire que la même donnée est fractionnée

entre les différents opérateurs du réseau. Dans ces conditions, il est impossible de juger de l'évolution de la consommation de gaz des ménages, ou plus largement, de mener une étude ciblée sur une catégorie précise de consommateurs. Il ne peut être fait qu'une étude globale au niveau régionale en se procurant les valeurs de consommation données par le gestionnaire de réseau, comme le volume traité aux hubs d'accès au réseau breton.

Même si le Danemark est légèrement plus avancé que la France dans le domaine de l'accessibilité des données, par exemple grâce au fait que chaque réseau de chaleur doit déclarer sa production à l'administration centrale et cette donnée doit pouvoir être consultable par n'importe quel citoyen, il éprouve certaines difficultés similaires dans ce domaine.

Il est primordial que la Bretagne, et *a fortiori* la France, envisage une vaste collecte de données, que ce soit au niveau des consommateurs, particuliers comme professionnels, des distributeurs d'énergie, des acteurs du bâtiment, des transports, *etc.*, afin de constituer une base de donnée la plus complète possible, accessible, actualisée annuellement, de préférence de manière automatique. Ainsi, il n'y aurait qu'une dépense initiale, probablement conséquente, mais par la suite le système ne fonctionnerait qu'avec peu d'intervention humaine, et avec un rôle qui permettrait vraisemblablement des économies d'énergies substantielles.

5.1.4 Evolutions en lien avec l'aménagement

Les 4 axes de développement des réseaux de chaleur renouvelable sont : la densification, l'extension, le changement de mix énergétique et la création. L'extension peut, lorsque cela s'y prête, conduire à une interconnexion de deux réseaux entre eux. L'interconnexion permet une meilleure répartition des coûts, une meilleure performance du système, une augmentation possible des EnR&R, etc. De nombreux réseaux sont interconectés au Danemark. En France, quelques exemples émergent (Arcueil-Gentilly avec une source géothermique). Cette piste de développement peut être étudiée en Bretagne, en regardant la répartition des besoins, la localisation des réseaux existants, les sources EnR&R mobilisables, les projets de nouveaux quartiers/aménagements, etc.

5.2 Evolutions du cadre institutionnel et législatif

Une technologie, même s'il s'agit de la meilleure solution au monde, n'a aucune chance de voir le jour s'il n'est pas mis en place un terreau fertile pour la recevoir, en l'occurrence un cadre institutionnel et législatif favorable. Il existe plusieurs pistes d'évolution pour le système actuel.

5.2.1 Incitation à la création de coopératives de consommateurs

La coopérative de consommateurs a, au Danemark, l'image d'un organisme démocratique, équitable et surtout, économiquement viable. En France au contraire, ce statut est vite taxé, à tord, d'utopie écolo-bobo. Le statut de coopérative existe déjà dans la législation, il convient maintenant d'inciter à son utilisation pour initier le foisonnement de projets de petits réseaux locaux, comme l'exemple du réseau de Oue en sous-section 5.1.1. Les outils nécessaires existent déjà, comme les prêts bancaires à taux bonifié et les aides du fond chaleur. Ne manquent plus que des études de faisabilité cohérentes et de la volonté collective de la part des citoyens et des banques. Des pistes pour développer cela sont présentées en section 0.

5.2.2 Continuité et non-rétroactivité des politiques

Il existe deux freins à l'investissement : la non-rentabilité et l'incertitude. Si le premier semble naturel (aucun investisseur n'investira sciemment de l'argent à pertes), le second est plus subtil. En économie, les risques que peuvent représenter l'incertitude et le temps peuvent être matérialisé par un taux d'actualisation appliqué à l'investissement ; plus l'investissement sera hasardeux, risqué, plus ce taux d'actualisation sera élevé afin de réduire le temps de retour sur investissement et donc les risques de perte de capital. En pratique ce taux est fixé par la banque, qui décide du taux d'intérêt qu'elle souhaite appliquer à un emprunt. Pour qu'un projet soit accepté, il faut que le taux d'actualisation soit au moins égal au taux d'intérêt de l'emprunt bancaire afin d'assurer son remboursement.

La rétroactivité des politiques est un risque majeur qu'il est impératif de minimiser. Un exemple récent est le moratoire sur le prix de l'électricité d'origine photovoltaïque de 2010, qui a divisé par 2 le prix de rachat d'électricité solaire par le réseau. Cette mesure fut mise en œuvre afin de porter un coup fatal à ce que certains ont qualifié de « bulle spéculative » qui était apparue dans cette filière. Le moratoire s'est déroulé en deux étapes :

- Première étape: Suspension pendant 3 mois de l'obligation de rachat des installations photovoltaïques à la date du 10 décembre 2010, s'appliquant aux installations ayant reçu leur autorisation de connexion au réseau électrique le 2 décembre 2010, soit une rétroactivité d'une semaine
- Deuxième étape : Division par 2 du prix de rachat, passant ainsi de 60 ct€/kWc à 30 ct€/kWc

Ainsi, des projets déjà bien amorcés ont vu leurs prévisions financières complètement chamboulées et la confiance des investisseurs en la conjoncture s'est vue anéantie. C'est cette perte de confiance qu'il convient de prévenir en évitant de promulguer des lois avec un effet rétroactif.

Il est également à proscrire le changement radical de politique, notamment en cas d'alternance gouvernementale ou parlementaire. En effet, l'anticipation de ces changements retient les investisseurs et le laps de temps de 5 ans entre chaque mandature présidentielle représente une perte de temps non négligeable dans la course contre la montre engagée pour diminuer les émissions de GES et la consommation d'énergies fossiles.

La majorité des outils nécessaires à ces changements existent d'ores et déjà dans la législation française, les efforts à fournir sont donc minimes. Néanmoins cela requiert une certaine volonté politique, qui dépend directement des élus que les citoyens choisiront. C'est pourquoi il faut donner à ces derniers toutes les cartes pour pouvoir exercer leur devoir civique en toute connaissance de cause.

5.3 Communication avec les citoyens

Le Danemark est champion en ce qui concerne la communication de ses citoyens avec leur administration et leurs représentants, dont les coordonnées et emplois du temps sont accessibles en ligne, jusqu'à leur situation bancaire en temps réel. Sans tomber dans ce qui serait un changement extrême de la politique à la française, le savoir-faire danois en matière de

démocratie participative peut donner à la France des pistes de réflexion pour faire progressivement évoluer les mentalités.

5.3.1 Transparence du système énergétique

Comme il est mentionné en sous-section 5.1.3, l'inexistence ou l'inaccessibilité des données représente un véritable frein au développement non seulement d'une planification énergétique de pointe, mais surtout de l'évolution de la connaissance collective de cette thématique énergétique. Les citoyens veulent de plus en plus s'impliquer dans leur territoire, comprendre leur environnement. Cette démarche de transparence s'inscrirait donc dans la continuité d'un mouvement citoyen déjà amorcé et répondrait à une réelle demande.

Plusieurs expériences ont déjà montré que les personnes conscientes de leur consommation énergétique voire de leur empreinte écologique faisaient plus attention à leur comportement. Plus encore, certains se mettent même en compétition avec d'autres citoyens pour voir celui/celle qui aura le meilleur résultat. Cette émulation ne peut avoir qu'un impact bénéfique sur la consommation énergétique d'un territoire, elle repose cependant sur le fait que chaque citoyen puisse avoir accès à ses données de consommation. Cela est déjà le cas avec certains distributeurs d'énergie et il existe également des applications pour téléphone permettant de quantifier sa consommation. Il faut valoriser et généraliser ces démarches et leur accessibilité.

5.3.2 Démarche *Bottom-up* contre démarche *Top-down*

Ce type de démarche *Bottom-up* donne véritablement le pouvoir aux citoyens ; les initiatives citoyennes locales sont prises en compte par les autorités qui ensuite légifèrent afin de créer un cadre permettant la généralisation de ces initiatives. C'est typiquement ce qui s'est passé dans la lutte pour la décentralisation présentée dans la sous-section 4.2.1.

La France, au contraire, est un pays à la mentalité majoritairement *Top-down*, les citoyens attendent que le changement dont ils ont besoin vienne d'en haut, ce qui est dans la pure tradition jacobine; l'Etat décide. Malheureusement, cela contribue à la morosité ambiante, renforçant le sentiment d'impuissance des citoyens. Ce sentiment d'impuissance peut être contré par l'information voire l'instruction des citoyens sur les sujets qui touchent à leur vie quotidienne, comme le sujet de l'énergie. Le sujet ainsi démystifié, ils peuvent avoir plus de facilité à initier des projets et contacter des professionnels pour les assister. C'est déjà le rôle des Espaces Info Energies de l'ADEME, cependant ces derniers n'assistent que ceux qui savent qu'ils existent et connaissent leur mission, autrement dit les citoyens qui ont déjà une base de savoir. Une politique d'éducation ciblée sur ce type de sujet pourrait donc contribuer à améliorer et l'état d'esprit général, et l'esprit d'initiative citoyenne.

En conclusion, la France et donc la Bretagne possèdent déjà les solutions techniques, législatives et les bases d'un système de communication entre administration et citoyens nécessaire au changement de paradigme énergétique dont la région a besoin. La composante manquante est la volonté politique, volonté qui pourrait être développée en proposant aux décideurs politiques une méthodologie précise et un projet chiffré, répondant aux besoins régionaux et économiquement viable. Ceci peut se matérialiser par en ensemble d'études de faisabilité locales ayant une base commune et pouvant être rassemblées pour obtenir une image fidèle de la faisabilité au niveau régional.

6 Conclusion

La Bretagne, comme le montre son SRCAE, a un potentiel en énergies renouvelables avéré. Avec seulement 2 % de pénétration des réseaux de chaleur, la région a une énorme marge de progression dans ce domaine, il est donc permis et possible d'atteindre des objectifs ambitieux si tant est que la volonté politique soit de mise. Or aujourd'hui, la volonté est surtout du côté des professionnels, des spécialistes de l'énergie ou du climat qui désespèrent de se faire enfin entendre et que soient prises les mesures qui s'imposent. La région possède les ressources humaines et économiques nécessaires à l'exploitation de son potentiel mais ne semble pas en être pleinement consciente. La politique énergétique centraliste française a clairement contribué au déséquilibre énergétique de la région, c'est pourquoi il est d'un grand intérêt d'étudier maintenant les techniques de production décentralisée d'énergie.

Le Danemark, quant à lui, a su exploiter son potentiel quand l'occasion s'est présentée, mais ce fut aux prix d'une lutte acharnée des puissances progressistes citoyennes contre les puissances conservatrices de l'industrie des énergies fossiles et de l'administration centrale. Les planificateurs énergétiques ont progressivement compris l'intérêt d'incorporer les citoyens aux projets énergétiques, au point d'en faire des acteurs, notamment financiers, centraux, neutralisant de ce fait le potentiel de mouvements NIMBY (Not In My BackYard – pas dans mon jardin). Des citoyens qui auraient refusé en bloc tout projet énergétique il y a vingt ans sont aujourd'hui fiers de montrer à qui que ce soit – surtout à des étrangers, la production de leur éolienne ou de leurs panneaux photovoltaïques en temps réel sur leur téléphone. C'est en liant intimement production de chaleur et électricité, en intéressant financièrement les citoyens et en leur assurant à tout moment une énergie au meilleur prix que ce sont développés les réseaux de chaleur danois.

Il s'agit maintenant d'insuffler le même désir de changement en Bretagne quand il n'existe pas déjà, mais surtout de montrer que tout cela est possible, souhaitable et bénéfique pour la région. C'est le rôle des planificateurs énergétiques, en étroite collaboration avec les professionnels et les responsables politiques volontaires. Les solutions sont là : coopératives de consommateurs, interconnexion, multi-énergies, solaire thermique, fiscalité en faveur des énergies renouvelables et de récupération...

Le SRCAE breton, dans un souci de pragmatisme, a établi deux scénarii, un scénario de référence et un scénario volontariste; le premier ne devrait pas avoir lieu d'être. La volonté d'évolution vers un système plus sobre et plus propre se devrait d'être acquise. Pour atteindre cet objectif, il "suffit" de montrer que cela est rentable. Plus généralement, il faut instruire le plus grand nombre de citoyens afin de développer leur conscience (awareness) pour qu'ils perçoivent les possibilités qui s'offrent à eux, qu'ils s'impliquent, qu'ils s'engagent dans la transition énergétique sans attendre que l'Etat leur montre le chemin, mais au contraire que l'Etat décide de les suivre, dans cette logique Bottom-up qui a été si profitable au Danemark et qui peut l'être pour les bretons.

7 Annexes

7.1 Etat des lieux en Bretagne - carte et valeurs



Figure 7.1 : Carte topographique de la Bretagne

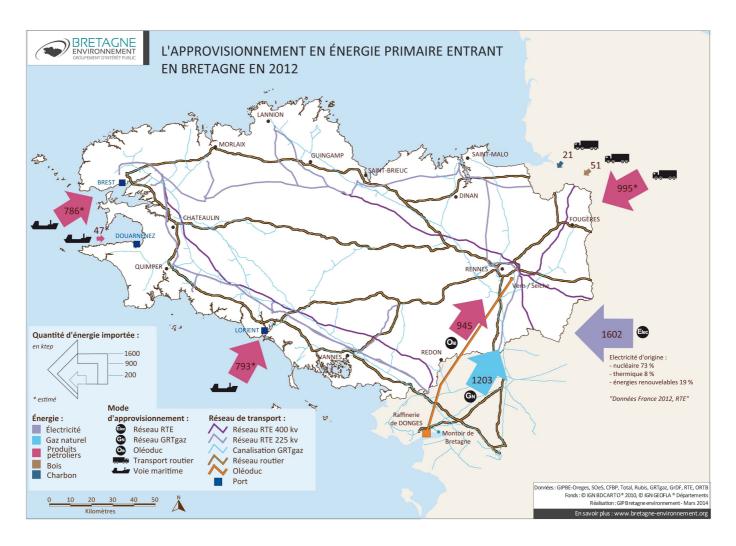


Figure 7.2 : Approvisionnement en énergie primaire entrant en Bretagne en 2012

7.2 Synthèse des potentiels de développement des énergies renouvelables aux horizons 2020 et 2050

	Fin 2	2010		2	020			20	050	
Filière	Puissance MW	Production GWh								
	2,440,600	202398		scénario bas		scénario haut		scénario bas		io haut
Éolien terrestre	652	905	1800	3600	2500	5500	3000	7500	3600	9000
Solaire photovoltaïque	50	29	400	400	400	400	1600	1600	7000	7000
Méthanisation	1,4	4	47	380	95	760	nr	810	nr	810
Déchets ménagers	12	79	12	80	12	80	nr	160	nr	160
Bois énergie (cogénération)	nr	nr	25	120	40	195	45	216	72	350
Hydroélectricité	39	66	41	50	65	80	41	50	65	80
Total Production électrique terrestre		1083		4630		7015		10336		17400
Rance	240	523	240	523	240	523	240	523	240	523
Hydrolien	0	0	10	10	10	30	100	100	100	300
Éolien marin (ancré et flottant)	0	0	1000	2900	1000	2900	2100	7900	3500	10500
Total Production électrique marine		523		3433		3453		8523		11323
Solaire thermique	nr	12	nr	73	nr	140	nr	234	nr	448
Biogaz (méthanisation)	5	30	62	300	125	600	nr	1500	nr	1500
Déchets ménagers	nr	176	nr	300	nr	460	nr	720	nr	1040
Bois énergie (cogénération)	nr	nr	78	293	120	450	140	530	216	810
Biomasse (Bois bûche)	nr	3755	nr	4000	nr	4000	nr	4000	nr	4000
Biomasse (Bois chaufferies collectives)	156	410	300	770	390	1025	540	1390	700	1850
Total Production thermique		4383		5736		6675		8374		9648
TOTAL Production renouvelable		5989		13799		17143		27233		38371

7.3 Carte du Danemark



8 Bibliographie

ADEME, 2014. Fonds Chaleur Renouvelable - Méthode de calcul du niveau d'aide. [Online] Available at: http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/methode_fc.pdf.

Amorce, 2014. Réseaux de chaleur. [Online] Available at: http://www.amorce.asso.fr/fr/.

Artaud, R., 2011. *Ensoleilllement moyen annuel de la France*. [Online] Available at: http://www.meteopassion.com/ensoleillement-annuel.php.

Biogaz Energie Renouvelable, n.d. *Composition du biogaz*. [Online] Available at: http://www.biogaz-energie-renouvelable.info/biogaz_composition.html.

CCI Bretagne, 2014. *Chiffres Clés Bretagne 2014*. [Online] Available at: http://www.bretagne.cci.fr/files/crci_bretagne/economie-territoire/Chiffres-cles/chiffres cles Bretagne cci 2014.pdf.

Cerema, 2011. *Réseaux de chaleur et territoires*. [Online] Available at: http://reseaux-chaleur.cerema.fr/cadre-dintervention-des-collectivites-en-matiere-de-reseaux-de-chaleur.

Danish Board of District heating, 2014. *Danish Board of District heating*. [Online] Available at: www.dbdh.dk.

Danish Energy Agency, 2012. ens.dk. [Online] Available at:

http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/energistyrelsen/Nyheder/2014/bioenergi_uk.pdf.

Danish Energy Agency, 2013a. *Danish Climata Energy Policy*. [Online] Available at: http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/policy/danish-climate-energy-policy/danishclimatepolicyplan_uk.pdf [Accessed 2014].

Danish Energy Agency, 2013b. Danish Energy Report 2013. Danish Energy Agency.

Danish Energy Agency, 2014. *ens.dk*. [Online] Available at: http://www.ens.dk/en/info/facts-figures/energy-info-maps/download-premade-maps.

Department of Development and Planning - Aalborg University, 2011. *Coherent Energy and Environmental System Analysis*. The Danish Council for Strategic Research Programme Commission on Sustainable Energy and Environment.

DREAL, 2013. Schéma Régional Climat Air Energie de Bretagne. Région Bretagne.

DRIEE Île-de-France, n.d. *Densités thermiques et tracés des réseaux de chaleur*. [Online] Available at: http://carmen.developpement-durable.gouv.fr/18/densite_thermique.map#.

Frederiksen & Werner, 2013. District Heating and Cooling.

Holm, L., 2012. Long Term Experiences with Solar District Heating in Denmark. [Online] Available at: http://www.euroheat.org/Event-Presentations-last-years-172.aspx.

Levasseur, P., 1998. *Composition et volume de lisier produit par le porc*. [Online] Available at: http://www.bio-e-co.fr/tinymcefilemanager/file/2013-06-17_09-14-05_volume_et_composition_des_lisiers.pdf.

Lund, H., 2013. Renewable Energy Systems. 2nd ed. Academic Press.

marché-public.fr, 2014. *marché-public.fr*. [Online] Available at: http://www.marche-public.fr/Marches-publics/Definitions/Entrees/Regie-interessee.htm.

Solagro, 2005. *La méthanisation "à la ferme"*. [Online] Available at: http://www.agrireseau.qc.ca/energie/documents/193methaagricole.pdf.

Tang, J., 2013. Notat: Fjernvarmeprisen i Danmark 2013.

The Climate Registry, 2014. *The Climate Registry*. [Online] Available at: http://www.theclimateregistry.org/downloads/2012/01/2012-Climate-Registry-Default-Emissions-Factors.pdf.

WWF, 2012. World Wildlife Fund. [Online] Available at: http://wwf.panda.org/about_our_earth/all_publications/living_planet_report/2012_lpr/.