

La transition énergétique du Danemark : un modèle de planification démocratique européen

Thierry de Larochelambert

*Chaire Supérieure de Physique-Chimie, Docteur en Énergétique,
Professeur Associé et Chercheur à l'Institut FEMTO-ST, CNRS-UMR6174 – Dpt Énergie*

Résumé

Le Danemark est aujourd'hui le pays le plus avancé en Europe et au monde dans la voie d'une transition intégrale de son système énergétique national vers l'autonomie renouvelable totale qu'il s'est fixée démocratiquement pour l'horizon 2050.

Dès le premier choc pétrolier de 1974, il a planifié sa structure énergétique à travers l'élaboration contradictoire, la mise en place et le retour d'analyse-bilan critique de Plans Énergie successifs visant à éliminer progressivement les usages des énergies fossiles et nucléaire par un recours massif aux énergies renouvelables et un développement systématique des structures à grande efficacité énergétique.

La transition énergétique danoise est devenue progressivement une stratégie nationale à long terme engagée conjointement par la population, les associations environnementalistes, les scientifiques et industriels, le Parlement et le Gouvernement danois, au cours d'une succession de débats et de rapports de force entre les lobbies conservateurs liés aux industries fossiles et les lobbies environnementalistes, antinucléaires en faveur des énergies renouvelables.

À chaque étape de sa mise en place, l'ensemble des acteurs danois participe au processus pour en assurer sa cohérence et sa mise en place, puis son évaluation et son bilan critique, avant d'engager une nouvelle étape vers les objectifs nationaux ainsi fixés, selon les rapports de force politiques et citoyens.

C'est cette démarche hautement démocratique et contradictoire, étayée autant par l'expertise scientifique que par le réalisme technique et économique, qui caractérise la transition énergétique du Danemark et que nous qualifions de « planification démocratique » de l'énergie.

Aujourd'hui, grâce à la structure énergétique qu'il s'est ainsi forgée, le Danemark est l'un des tout premiers pays au monde en termes de consommation d'énergie renouvelable et de production d'énergie éolienne par habitant, de réduction d'émissions de gaz à effet de serre, d'efficacité énergétique, de recyclage des déchets, de réseaux intelligents.

Arrivé à un stade de sa transition où la pénétration des énergies renouvelables atteint des proportions très élevées (54,7 % de l'électricité en 2014, dont 43 % variables), le Danemark doit maintenant mettre en place de manière pragmatique un nouveau développement planifié du Smart Energy System (ensemble de réseaux intelligents de chaleur, de froid, de gaz, d'électricité) élaboré par les chercheurs de l'Université d'Aalborg, pour assurer progressivement la pénétration massive et généralisée des énergies renouvelables dans les structures de production-distribution-stockage d'énergie du Danemark et atteindre ses objectifs officiels : 50 % d'électricité éolienne, 40 % de réduction des émissions de CO₂ en 2020, élimination totale des énergies fossiles dans la production de chaleur et d'électricité en 2035 ; 100 % d'énergie renouvelable en 2050.

À ce titre, le Danemark constitue pour toute l'Europe et le monde le laboratoire du futur énergétique.

1. Introduction

En mars 1985, après de nombreux débats publics ouverts et sans référendum, l'opinion publique danoise convainquait le Parlement danois d'exclure définitivement l'énergie nucléaire du futur plan énergétique du pays et scellait ainsi son premier tournant énergétique. C'était déjà là le fruit d'un long travail d'argumentation scientifique et de discussion contradictoire à l'échelle locale et nationale, de plans alternatifs d'associations antinucléaires et de scientifiques universitaires pour une « conscience du choix » (*choice awareness*)¹ contre les plans énergétiques officiels.

L'année 2006 devait aussi marquer un tournant essentiel pour le Danemark. Le 3 octobre, le très libéral Premier ministre danois Anders Fogh Rasmussen déclarait solennellement devant le Parlement danois² :

« Le Gouvernement va fixer des objectifs ambitieux pour assurer au Danemark une autosuffisance future en énergies saines pour l'environnement. Ceci est un but à très long terme. Mais l'approvisionnement en énergie requiert une planification à long terme et des investissements à long terme. Par conséquent, nous devons déjà prendre les décisions nécessaires à ce stade. Dans le courant de l'année, le Gouvernement présentera un plan énergétique à long terme. Nous nous concentrerons sur un accroissement substantiel de l'utilisation des énergies renouvelables. Nous fixerons des objectifs ambitieux pour utiliser l'énergie plus efficacement. Nous rehausserons substantiellement nos efforts pour pousser les recherches, le développement et les expérimentations dans le domaine de l'énergie dans le but de développer à la fois les sources d'énergie renouvelable existantes et nouvelles. Nous nous focaliserons fortement sur le développement de bio-carburants pour les véhicules.

Nous combinerons la régulation politique et les mécanismes de marché pour faire en sorte que les investissements soient menés dans les domaines où le retour sur investissement en énergie et en valeur environnementale sera maximum. Nous poursuivrons une politique énergétique caractérisée par le bon sens et la vision d'avenir.

Aujourd'hui, le Danemark est le pays leader mondial dans le domaine de l'énergie éolienne. Nous devons capitaliser ce départ en tête. Mais il est irréaliste de penser que les besoins énergétiques futurs du Danemark seront assurés par l'énergie éolienne seule. Nous devons développer de nouvelles sources d'énergie.

Et nous devons nous assurer que les nouvelles sources d'énergie sont efficaces et économiques. Nous nous battons pour conforter une politique énergétique et environnementale qui rime avec croissance et potentiel compétitif fort ; une politique énergétique et environnementale qui stimule la création d'emploi plutôt que de la brider.

Nous avons un bon point de départ. Aujourd'hui, les énergies soutenables représentent 15 % de notre consommation d'énergie. Et aujourd'hui nous sommes sans équivalent au monde en termes d'efficacité énergétique. Durant les 25 dernières années, notre économie s'est accrue de plus de 50 % sans que notre consommation d'énergie augmente. Beaucoup nous envient et désirent apprendre de nous.

Nous fixons maintenant de nouveaux objectifs. Des nouveaux objectifs qui permettront au Danemark de rester en tête dans le domaine de l'énergie et de l'environnement en Europe et dans le reste du monde. »

Cette déclaration politique surprenante marquait réellement le point de non-retour du Danemark sur le chemin de sa transition énergétique qui avait cependant débuté bien plus tôt, dès le premier choc pétrolier. Elle survenait après un long épisode néo-libéral (1995-2006) très pénalisant pour le bilan énergétique et industriel danois mené par le même Premier ministre qui signait par là même son aveu d'échec et sa conversion tardive aux vertus de la planification énergétique et industrielle et aux énergies renouvelables. Le 16 novembre 2008, il confirmait ses nouvelles convictions devant le congrès du parti libéral : *"We will free Denmark totally from fossil fuels like oil, coal and gas"*.

L'année 2006 a aussi été marquée par un événement pionnier dans l'histoire industrielle du Danemark : durant toute cette année-là, l'association des ingénieurs danois (IDA) a tenu plus de 40 séminaires « Energy Year 2006 » au cours desquels 1 600 ingénieurs et universitaires danois ont évalué en détail les techniques de production et d'utilisation de l'énergie, débattu de leur efficacité, comparé leurs coûts et leurs compatibilités. À l'issue de ce gigantesque travail d'analyse et de synthèse, l'IDA élaborait un modèle détaillé de la future structure énergétique du Danemark, le Plan Énergie 2030³, susceptible d'assurer une indépendance totale du Danemark vis-à-vis des énergies fossiles et nucléaire. Il s'appuyait en grande partie sur le potentiel énergétique renouvelable du Danemark évalué par l'Agence Danoise de l'Énergie (DEA), mais aussi et surtout sur les analyses de prospective énergétique élaborées durant deux décennies par une équipe de chercheurs de l'Université d'Aalborg.

En 1972 le Danemark était un des pays de l'OCDE les plus dépendants du pétrole (92 % de sa consommation énergétique totale) avec une consommation par habitant des plus élevées au monde ; il fait aujourd'hui figure d'exemple pour le monde entier, tant en termes d'efficacité énergétique, de traitement des déchets que de produc-

1 - *Choice awareness : the development of technological and institutional choice in the public debate of danish energy planning*, Henrik Lund, *Journal of Environmental Policy & Planning* 2 (2000) 249-259

2 - http://www.stm.dk/_p_12770.html

3 - <http://www.fritnorden.dk/nf2007/energyplan2030.pdf>

tion renouvelable, de diminution des émissions de gaz à effet de serre (GES) et de l'intensité énergétique de son économie.

Le Danemark :		Unités:
lat. N 57°42' - N 54°35'		k (kilo) $\approx 10^3$
42922 km ²		M (méga) $\approx 10^6$
7314 km de côtes		G (giga) $\approx 10^9$
391 îles		T (téra) $\approx 10^{12}$
16% de forêts		P (péta) $\approx 10^{15}$
0,1°C janvier		E (exa) $\approx 10^{18}$
17,3°C juillet		
1780 h d'ensoleillement		1 kWh $\approx 3,6$ MJ
669 mm de pluie/an		1 TJ $\approx 0,278$ GWh
5,63 millions d'habitants		1 PJ $\approx 0,278$ TWh
130,5 habitants/km ²		1 tep = 11625 kWh

Avant d'analyser la structure énergétique actuelle du Danemark puis les objectifs et moyens qui seront mis en œuvre pour assurer sa transition énergétique vers un approvisionnement 100 % renouvelable en 2050, il est indispensable de connaître l'histoire de la politique énergétique du Danemark et de comprendre l'évolution décisive de ses choix pour une planification énergétique efficace basée sur la décentralisation, l'harmonisation et la démocratie.

La connaissance de la démarche danoise, que je qualifie de *planification énergétique démocratique*, constitue un point de départ et un point d'ancrage d'une réflexion politique éclairée, lucide et scientifique qu'il est essentiel d'engager dès aujourd'hui pour mener la transition énergétique de la France sur la voie socio-économique efficace d'un avenir sans énergie nucléaire ni énergies fossiles.

2. Le long chemin de la planification énergétique danoise

Alors que le Danemark prend de plein fouet l'explosion des prix du pétrole, avec une consommation annuelle très élevée d'énergie brute de 167 GJ par habitant en 1972 (46,4 MWh/hab ou 4,0 tep/hab), il parvient à l'abaisser progressivement à 140 GJ/hab en 2012 (38,9 MWh/hab ou 3,35 tep/hab) à travers ses plans énergétiques successifs, quand celle de la plupart des pays européens ne cesse d'augmenter durant la même période (France : 148 GJ/hab, soit 41,2 MWh/hab ou 3,54 tep/hab en 1972 ; 168 GJ/hab, soit 46,7 MWh/hab ou 4,02 tep/hab en 2012).

La maîtrise de sa consommation d'énergie permet au Danemark d'abaisser fortement ses émissions de gaz à effet de serre (GES) par habitant, initialement très élevées, de plus de 41 % sur cette période (émissions corrigées sur le territoire national : 15,6 tCO_{2éq}/hab en 1972 ; 9,2 tCO_{2éq}/hab en 2012, certes au-dessus de la France (7,6 tCO_{2éq}/hab si l'on s'en tient au calcul officiel basé sur un taux d'émission contestable de 4 gCO_{2éq}/kWh nucléaire), mais avec un PIB/hab 1,4 fois plus élevé, sans recours au nucléaire et en baisse constante (données Agence Européenne de l'Environnement, Eionet Central Data Repository, cf. 3.5).

Cette maîtrise de la consommation, qui s'est accompagnée simultanément d'une forte croissance économique et de l'efficacité énergétique, d'un faible taux de chômage, d'un développement spectaculaire des énergies renouvelables (26,3 % de l'énergie primaire brute, corrigée des échanges internationaux d'électricité en 2014) et d'une très forte diminution des émissions de GES, est le résultat de 40 ans d'apprentissage démocratique d'une *véritable planification énergétique décentralisée, capable d'arbitrer entre le contrôle citoyen et les intérêts industriels, les décisions locales et les choix nationaux, l'intérêt général et la liberté individuelle, les contraintes écologiques et les équilibres sociaux-économiques*.

2.1. 1976-1981 : le changement de paradigme

C'est très classiquement vers le nucléaire et le gaz que les compagnies d'électricité danoises proposent de se tourner en 1976 pour sortir le Danemark de sa dépendance quasi-totale du pétrole importé en totalité à l'époque. Le gouvernement ne disposant alors pas de ministère ni de département chargé de l'énergie, c'est le Parlement qui propose de missionner le Ministère du Commerce pour conduire la politique énergétique du Danemark : c'est le début d'une longue série de plans énergétiques qui ne va cesser de s'étendre, s'affirmer, s'affiner et se perfectionner jusqu'à aujourd'hui.

Le premier Plan énergétique du Danemark⁴ de 1976 suit logiquement les orientations proposées par l'industrie : remplacement du pétrole par le nucléaire et le gaz, économies d'énergie. La recherche nucléaire au Danemark était en effet en plein essor après le retour du physicien Niels Bohr en 1955 et la création du site nucléaire de Risø près de Copenhague.

Une résistance associative et scientifique forte au nucléaire⁵ s'organise alors très rapidement, et un premier plan alternatif au nucléaire combinant économies d'énergie, cogénération (CHP, *Combined Heat and Power*) et énergies renouvelables, élaboré par une équipe comprenant des universitaires, est publié par les associations antinucléaires. Il développe non seulement des solutions alternatives à la politique énergétique officielle, mais surtout il met en avant la *nécessité d'un processus démocratique, basé sur la participation, la connaissance et la conscience que le développement énergétique doit se faire par un choix éclairé sous contrôle démocratique* : c'est le concept social de « *choice awareness* » issu de la kinésiologie et de la psychologie que les chercheurs danois proposent de transposer et d'adapter à la transformation socio-économique et politique qu'implique le choix et le non-choix des structures énergétiques en affirmant d'emblée : « *we do have a choice* »⁶.

Ce mouvement populaire de construction d'une alternative énergétique et sociale sur des bases démocratiques et scientifiques n'est pas sans rappeler celui qui se déploie au même moment en France contre le programme électronucléaire massif du gouvernement Messmer de 1973-74, avec l'élaboration en 1976 du Projet Alter national⁷ et de ses déclinaisons locales en Bretagne (1979), Rhône-Alpes, Picardie, Poitou-Charentes (1982), Alsace⁸ (1983).

Comme en France, il se heurte à l'arrogance des industries électriques danoises, dont le directeur de l'association n'hésite pas à lancer l'invective restée fameuse : « *Vous pouvez débattre autant qu'il vous plaira, mais c'est l'énergie nucléaire que vous aurez !* ».

Mais c'est l'activisme technique et juridique des groupes militant pour l'abolition du monopole de distribution centralisée de l'électricité qui finit par ouvrir la brèche dans le système verrouillé de la production électrique danoise ; dès 1976, un premier couplage illégal d'une éolienne artisanale de 7 kW est réalisé sur le réseau électrique par un charpentier, Christian Riisager, qui obtient après d'âpres négociations et manifestations l'autorisation officielle de maintenir la connexion de son éolienne, ouvrant alors la voie au droit pour les particuliers de connecter des éoliennes et de recevoir une rétribution correspondant à l'économie réalisée. Dans la foulée, une subvention à l'investissement éolien est mise en place dès 1979 puis à la production éolienne en 1983 : c'est le début d'une politique d'ouverture du réseau électrique aux producteurs éoliens indépendants et de tarification de l'énergie électrique injectée (*feed-in tariff*). Dès lors, les conditions sont en place pour l'émergence d'une industrie éolienne danoise dynamique⁹.

Pour mettre en œuvre la coordination des plans chaleur-isolation des municipalités et l'exploitation des gisements danois de gaz naturel, une Agence Danoise de l'Énergie (DEA)¹⁰ rattachée au Département du Commerce, est créée par le gouvernement de centre-gauche en 1980.

Le deuxième Plan énergétique (*Energy Plan 81*)¹¹ qui voit le jour en 1981 réoriente la politique danoise vers un objectif fondamental, l'efficacité socio-économique, pour *déconnecter croissance économique et consommation d'énergie primaire* : c'est véritablement le début de la *planification danoise*, mise en œuvre par la DEA promue au rang de Ministère de l'Énergie. Il propose ainsi quatre options énergétiques, dont une seule fait appel à l'énergie nucléaire, mais seulement après investigations supplémentaires et référendum ; une autre est axée sur les énergies renouvelables ; une troisième sur le gaz naturel, la quatrième poursuivant le plan précédent. Cependant, les quatre options projettent peu ou prou la même augmentation de consommation d'énergie primaire et surtout un recours massif au charbon en substitution au pétrole.

2.2. 1982-1989 : le décollage des énergies renouvelables et de la cogénération

Pour contrer les insuffisances et ambiguïtés de ce deuxième plan officiel, l'équipe des chercheurs danois élabore une version étendue et détaillée¹² de leur plan alternatif initial, conduisant à une diminution de 28 % de la consommation d'énergie primaire danoise par le *recours massif à la cogénération, aux énergies renouvelables (éolienne,*

4 - Danish Energy Policy 1976, Ministry of Trade, Copenhagen (1976)

5 - Draft for an alternative Energy Plan for Denmark, S. Bleega et al. (1976)

6 - Renewable energy systems. A smart energy system approach to the choice and modeling of 100 % renewable solutions, H. Lund, Academic Press, Oxford (2014)

7 - Projet Alter. Esquisse d'un régime à long terme tout solaire, Groupe de Bellevue, Syros (1976)

8 - Les énergies de l'Alsace, Projet Alter (T. de Larochelambert et al.), Syros (1983)

9 - Large scale wind power penetration in Denmark, P. Karnøe, La Revue de l'Énergie 611 (2013) 13-23

10 - <http://www.ens.dk/en>

11 - Energy Plan 81, Ministry of Energy, Copenhagen (1981)

12 - Energy for the Future. Alternative Energy Plan 1983, F. Hvælplund et al. (1983)

biomasse) et aux économies d'énergie, alors que l'*Energy Plan 81* officiel prévoyait son accroissement de 30 % d'ici 2000.

Les débats publics se déplacent alors sur le terrain technique de la faisabilité d'un tel programme alternatif, les entreprises énergétiques prétendant alors que l'injection de plus de 10 % d'énergie éolienne de nature variable était préjudiciable à la stabilité du réseau électrique. La réponse, fondamentalement technique, est apportée en 1985 par les chercheurs « alternatifs » qui travaillent sur le cas de l'île de Bornholm en démontrant la faisabilité technique et la viabilité énergétique d'un système dans lequel 25 % de la consommation électrique serait fournie par les éoliennes et 75 % des besoins en chaleur seraient apportés par la cogénération qui produirait par ailleurs l'essentiel de l'électricité.

L'inutilité du recours massif au charbon et d'un recours possible au nucléaire prévu par le plan officiel, mise en évidence par les études alternatives, et l'émergence des enjeux planétaires du réchauffement climatique lié aux rejets de gaz à effet de serre conduisent le Danemark à rejeter définitivement l'option nucléaire en 1985 et à reformuler sa politique énergétique, avec successivement, la publication d'un Plan alternatif¹³ de propositions précises de *régulation publique* pour la mise en place des économies d'énergie, de la cogénération et des énergies renouvelables (1989), et du nouveau Plan officiel¹⁴ *Energy 2000* (1990) affichant la priorité de diminution des rejets de CO₂ de 20 % du niveau de 1988 en 2005 par le biais d'initiatives de régulations publiques.

2.3. 1990-1995 : l'action climatique

Le virage structurel de la politique énergétique danoise amorcé en 1981 en direction des énergies renouvelables (principalement éolien et biomasse) et de la cogénération est particulièrement visible par ses conséquences sur la période 1982-1992 (Fig. 1) où l'on observe la forte décroissance de la production électrique des grandes centrales traditionnelles au fuel, contrebalancée par le développement impressionnant de la production d'électricité et de chaleur par les grandes unités de cogénération au gaz, au charbon et à la biomasse, conjointement au développement rapide de la production éolienne.

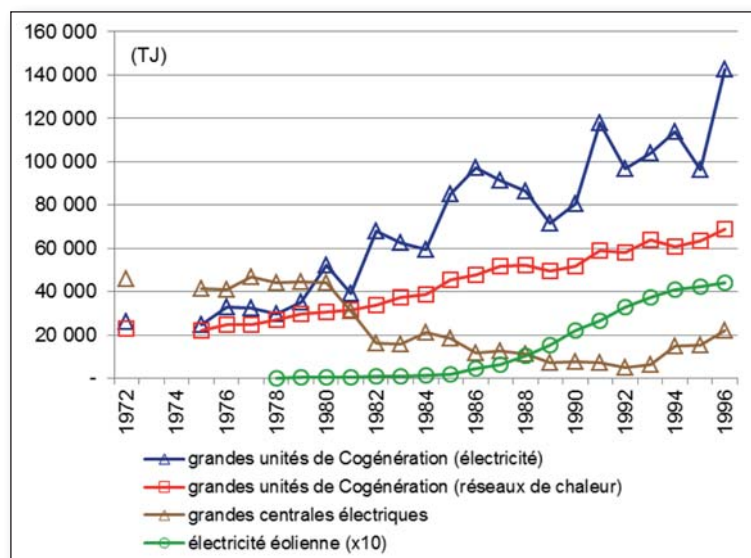


Fig. 1 : production d'énergie au Danemark de 1972 à 1996 (en térajoule)

(source : Danish Energy Agency)

Mais un gouvernement conservateur remplace le précédent en 1990, intègre le Ministère de l'Énergie à celui de l'Industrie et annule les dispositifs régulateurs publics, ce qui conduit inévitablement à la chute de l'investissement éolien (divisé par 2 en 1993 par rapport à la période 1989-91) et à la remontée de la production électrique par centrales classiques sans cogénération dans les années qui suivent.

Un nouveau basculement politique au centre-gauche en 1993 relance un nouveau *Plan Energy 2000 – Follow-up* qui s'avère cependant insuffisant pour contrebalancer la dérégulation libérale précédente. Un des grands obstacles à un changement plus profond de la politique énergétique du Danemark est en effet l'importance de l'autoproduction de pétrole et de gaz in situ par les compagnies danoises dans les champs pétroliers situés dans les eaux danoises de Mer du Nord (Fig. 2), très influentes dans les débats nationaux et économiques du pays.

13 - *Energy Action Plan*, Hvelplund et al., Aalborg University Press (1990)

14 - *Energy 2000. Plan of Action for a Sustainable Development*, Ministry of Energy, Copenhagen (1990)

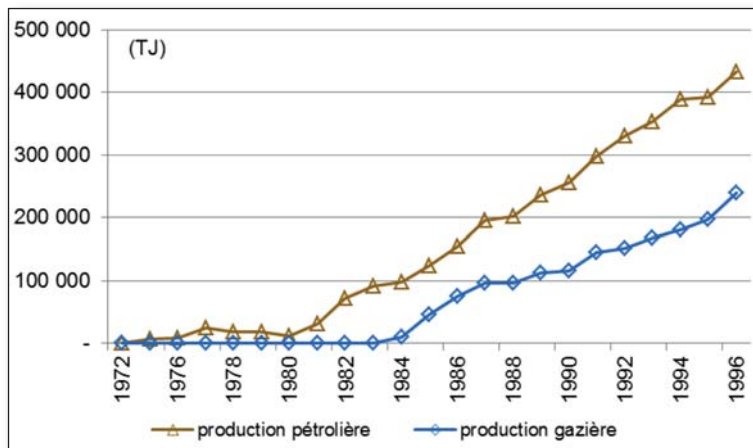


Fig. 2 : production fossile primaire au Danemark de 1972 à 1996 (en térajoule)

(source : Danish Energy Agency)

Malgré tout, une des grandes réussites de cette première grande phase de la planification énergétique danoise est la forte baisse de 37 % de l'intensité énergétique¹⁵ du pays entre 1972 et 1996 (Fig. 3), résultant de la stabilisation de sa consommation d'énergie primaire combinée à une augmentation de son PIB à prix constant de 64 % pendant cette période.

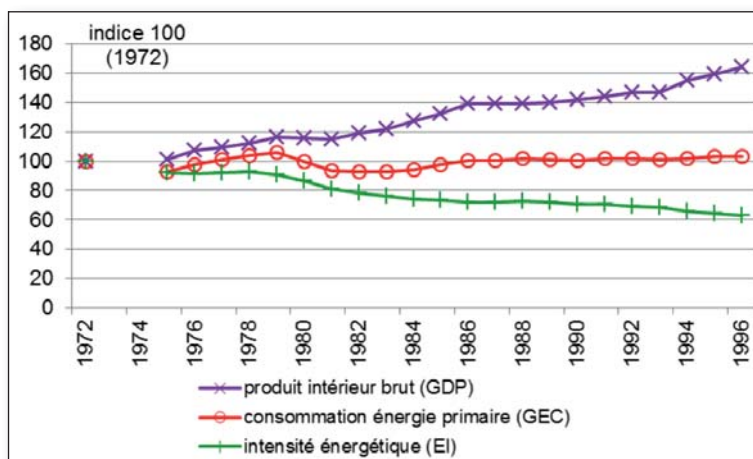


Fig. 3 : intensité énergétique du Danemark de 1972 à 1996 (indice 100 en 1972)

(source : Danish Energy Agency)

Le grand virage amorcé pendant cette première phase est celui de la *création massive de réseaux de chaleur urbains alimentés en cogénération*, d'abord déployés dans les grandes villes puis étendus aux petites villes et villages, couplée à une *campagne massive d'isolation thermique des bâtiments*. Les gains structurels qui en résultent sont considérables et constituent l'amorce de la planification énergétique ultérieure du Danemark : baisse de 53 % de la consommation énergétique des logements de 1972 à 1996 ; couverture de 49 % des besoins thermiques et 48 % des besoins en électricité par la cogénération. La mise en place d'une *taxe carbone* appliquée aux particuliers dès 1992 (100 DKK-13,4 €/tCO₂) puis aux industriels l'année suivante est l'un des leviers majeurs de ce succès.

L'autre grand virage de la politique énergétique danoise durant la première période 1972-96 est celui du *développement des énergies renouvelables* (Fig. 4), quasi-inexistantes en 1972, principalement l'électricité éolienne et la cogénération biogaz, paille, bois et déchets urbains (1,4 % de la consommation énergétique primaire danoise en 1972 ; 7,1 % en 1996), le potentiel hydraulique terrestre danois étant très faible de par sa géographie (point culminant 173 m).

15 - Intensité énergétique (primaire) = CEP (consommation d'énergie primaire) / PIB (Produit intérieur brut)

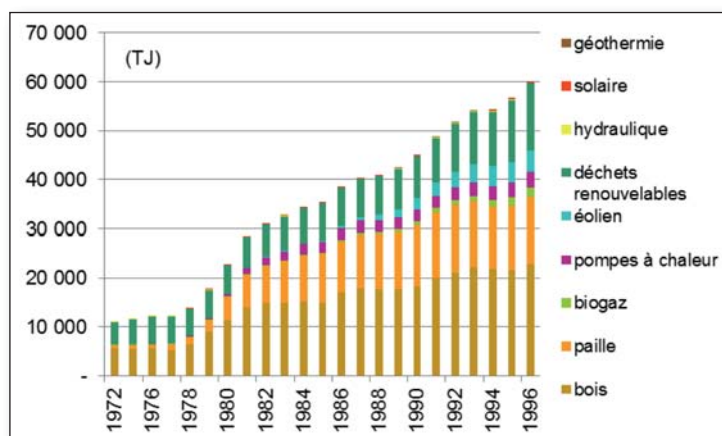


Fig. 4 : production renouvelable du Danemark de 1972 à 1996 (en térajoule)

(source : Danish Energy Agency)

2.4. 1996-2006 : du libéralisme à la planification écologique

Une orientation néolibérale est prise par le nouveau gouvernement danois en 1995 dirigé par A. F. Rasmussen, avec la volonté d'intégrer les nouvelles directives européennes de libéralisation du marché de l'électricité, tout en affichant les objectifs environnementaux élevés des plans précédents. Le Ministère de l'Énergie et celui de l'Environnement sont fusionnés, et un nouveau plan énergétique de type libéral¹⁶, Energy 21, est élaboré pour tenter de concilier les logiques contradictoires des profits des marchés et des contraintes environnementales de l'intérêt général.

2.4.1. L'éolien dans la tourmente de la dérégulation du marché électrique

L'imprégnation libérale est particulièrement marquée dans la *dérégulation des productions d'électricité* par éoliennes et unités de cogénération, dont on cherche simplement à exporter les surplus sans créer pour autant les systèmes de régulation nécessaires pour les opérateurs d'électricité. La réforme électrique danoise de 1999 en particulier supprime le tarif d'achat unique de l'électricité éolienne pour le moduler en fonction de l'ancienneté des éoliennes (tarif subventionné maintenu pendant 10 ans pour les éoliennes construites avant 2000 ; tarif diminué en deçà d'un seuil de production électrique pour celles construites entre 2000 et 2002 ; prix du marché pour les nouvelles éoliennes après 2002 ; incitation au renforcement des éoliennes - *repowering*) et de leur caractère on/off-shore (le Danemark est le premier pays à avoir créé un parc éolien en mer en 1999). *Cette libéralisation entraîne un rapide déclin de l'investissement éolien*, pratiquement nul en 2004 (Fig. 5), que les chercheurs ne manquent pas de dénoncer en analysant les contradictions entre les objectifs environnementaux affichés et la politique tarifaire libéralisée, et en soulignant la nécessité d'une politique équilibrée de tarification et de subvention claire à long terme pour assurer une visibilité à long terme aux investissements éoliens publics et privés nécessaires dans les décennies à venir¹⁷.

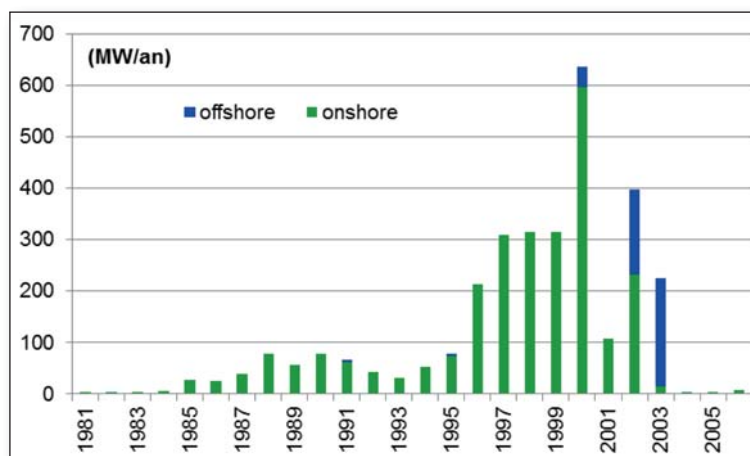


Fig. 5 : puissance éolienne installée annuellement au Danemark de 1981 à 2006

(source : Danish Energy Agency)

16 - Energy 21, Ministry of Environment and Energy, Copenhagen (1996)

17 - Wind power in the Danish liberalized power market – Policy measures, price impact and investor incentives, J. Munksgaard, P. E. Morthorst, Energy Policy 36 (2008) 3940-3947

Suivant la même philosophie, le recours à la participation démocratique du public, devenue la règle lors des étapes précédentes, est abandonné au profit des grands décideurs énergétiques habituels sous l'égide de l'État.

2.4.2. La taxe carbone pour réduire les émissions des gaz à effet de serre

D'un autre côté, la taxe carbone, considérée par les libéraux comme un instrument d'ajustement économique devant refléter le prix économique réel de l'énergie, est étendue aux entreprises à haute intensité énergétique et son assiette est élargie au gaz. Les remboursements sont conditionnés à la conclusion d'accords volontaires d'efficacité énergétique. Elle est encore augmentée en 1998. 40 % de la taxe carbone alimentent les subventions environnementales, le reste est reversé aux industries pour le financement des économies d'énergie.

Cette continuité de la politique danoise de taxation des émissions de CO₂, maintenue par les gouvernements successifs depuis 1991 jusqu'à aujourd'hui (Fig. 6) indépendamment de leur couleur politique, demeure une des grandes constantes, un axe majeur et un levier fort de la volonté du pays de maîtriser sa politique énergétique, à l'instar de la Suède¹⁸. Le montant de la taxe carbone, modulé selon les sources d'émission domestiques et industrielles non couvertes par le système européen ETS de marché du carbone, atteint ainsi en moyenne 21,30 €/tCO₂ en 2012.

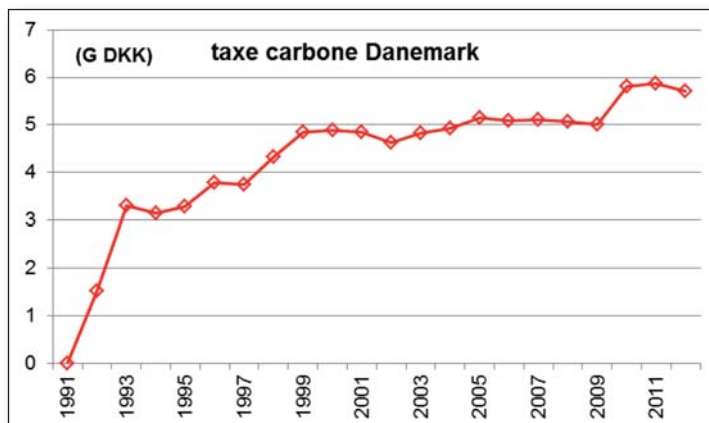


Fig. 6 : évolution de la taxe carbone danoise (milliards de couronnes danoises en prix courants 0,13 €/DKK)
(source : Danish Energy Agency)

Les objectifs de réduction des émissions de CO₂ sont portés à 30 % du niveau de 1988 pour 2030 en améliorant l'intensité énergétique de 50 % et en couvrant la consommation d'énergie primaire par 35 % d'énergies renouvelables, en particulier par substitution des énergies fossiles par la biomasse dans les centrales de cogénération.

L'île danoise de Samsø¹⁹, entièrement dépendante du pétrole à cette époque, est choisie comme lieu d'implantation d'un centre de recherche technologique et scientifique pour les industries danoises des énergies renouvelables (Energi Akademiet). L'île doit démontrer qu'elle peut parvenir à assurer son autosuffisance énergétique en dix ans, uniquement à partir des énergies renouvelables, objectif qu'elle atteindra en 2007 (cf. encadré 1).

¹⁸ - La transition énergétique en Suède : un aperçu du modèle scandinave, A. Rüdinger, *Global Chance* 36 (2014) 36-46

¹⁹ - <http://energiakademiet.dk/en/fossilfri-ol/>

Samsø, du tout pétrole au 100% renouvelable

En octobre 1997, dans la foulée du Plan Energy21, l'île de Samsø (4000 habitants, 114 km², au large d'Aarhus) a été choisie après concours par la DEA pour tester la faisabilité d'un plan de transition local en 10 ans visant à transformer le système énergétique de l'île – qui dépendait alors à 87% des énergies fossiles – en un régime autosuffisant en énergies renouvelables. Une participation citoyenne maximale au projet – qui s'est révélée très active et efficace – était la condition prioritaire à sa mise en place et à son financement.

- réseaux de chaleur (DH)/consommation {chauffage, ECS} : 22,4% en 1997 ; 43,0% en 2005
- conversion aux énergies renouvelables (solaire, biomasse, géothermie) de plus de 50% des chauffages isolés à combustibles fossiles ; conversion progressive à l'agriculture biologique
- énergies renouvelables/consommation : 13,0% en 1997 ; 99,7% en 2005
- électricité renouvelable : 11 éoliennes onshore de 1MW ; 10 éoliennes offshore 2,3 MW ; 90% des éoliennes appartiennent à la population locale
- surface photovoltaïque par habitant la plus élevée du Danemark
- émissions/hab. : 1997 (10,6 tCO₂, 19,7 kgSO₂, 78 kgNO_x) → 2005 (-3,7 tCO₂, -0,9 kgSO₂, -2,3 kgNO_x)
- transports : 39,7% en 1997 (gazole + essence, dont ferries 46%) ; 41,3% en 2005 (ferries :45%). En compensation des 301 TJ de combustibles fossiles, Samsø a exporté 286 TJ d'électricité renouvelable. Un nombre croissant de véhicules électriques publics est utilisé, avec 5 centres de recharge. Une des deux lignes de ferries est déjà convertie au gaz naturel.

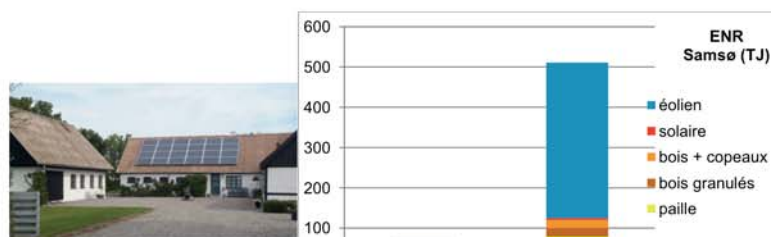
Plan Samsø fossil free 2030

Si l'objectif de l'autosuffisance 100% renouvelable a bien été atteint en 2007, l'objectif assumé par la commune de Samsø est d'atteindre un régime énergétique et écologique soutenable sans énergies fossiles d'ici 2030. Les modes de consommation, de déplacement, d'organisation doivent progresser selon 7 objectifs :

1. élimination des énergies fossiles d'ici 2030
2. flexibilité : extension, renforcement des parcs éoliens, accroissement de surfaces photovoltaïques d'ici 2025 ; extension des PAC, panneaux solaires thermiques d'ici 2020 ; production accrue du biogaz et des cultures énergétiques ; remplacement des chauffages individuels à combustibles fossiles restants
3. transports soutenables : réseaux cyclables, véhicules individuels 50% électriques en 2020, 80% en 2030 ; transports publics 100% ENR en 2020 ; ferries 100% ENR en 2030
4. économies d'énergie : -30% chauffage domestique, -5% chauffage industriel d'ici 2020
5. efficacité : -30% d'électricité dans le secteur public d'ici 2030 ; remplacement des pompes électriques et des éclairages peu efficaces ; utilisation des PAC géothermiques ; stabilisation de la consommation électrique des habitations ; installation de compteurs intelligents et de réseaux intelligents d'ici 2020
6. Samsø soutenable : extension de l'agriculture biologique, de la biodiversité, de la protection de l'eau, de la gestion des déchets et du recyclage
7. extension des partenariats intérieurs (coopératives, circuits courts, participation citoyenne, relations municipalités, chercheurs, industriels, commerçants, agriculteurs, formateurs, éducateurs, professeurs) et extérieurs (échanges internationaux, formations internationales, réseaux d'échanges d'expérience entre îles, tourisme intelligent et soutenable)



(1. DH solaire-bois, Mårup ; 2. Energi Akademiet, Ballen ; 3. Eoliennes offshore sud, 4 km ; 4. Biogaz fermier, Kølby)



(Encadré 1)

Par ailleurs, une *taxe soufre* appliquée aux combustibles soufrés est introduite en 1996 pour contraindre distributeurs de carburants et utilisateurs industriels à réduire leurs émissions de SO_2 d'ici 2000 à 20 % du niveau de 1980, conformément aux obligations internationales. Ce mouvement d'augmentation des taxes environnementales est ensuite « gelé » en 2001 par un nouveau gouvernement libéral qui ne souhaite pas pénaliser les industries danoises. L'ensemble des taxes énergie, NO_x , CO_2 et soufre représente ainsi depuis 1996 un revenu annuel de l'ordre de 40 GDKK (5,4. G€) pratiquement équivalent aux revenus des ventes de pétrole et gaz danois (Fig. 7).

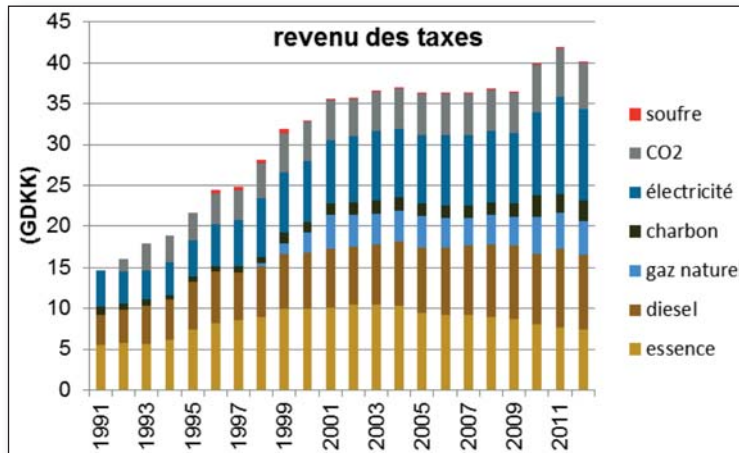


Fig. 7 : Revenu des taxes danoises sur l'énergie, le soufre et le CO_2 (milliards de couronnes danoises en prix courants 0,13 €/DKK) (source : Danish Energy Agency)

2.4.3. Stabilité du réseau électrique et optimisation de l'énergie éolienne

Sur le plan technique, le développement de l'éolien, qui se poursuit malgré tout après 1993 de manière irrégulière du fait des revirements tarifaires évoqués plus haut, en cumulant installations et renforcement (*repowering*), fait passer le secteur éolien de 2,4 % de la production électrique nette en 1996 à 19,2 % en 2005, obligeant le Danemark à réviser sa gestion des réseaux électriques.

La solution des problèmes de stabilité du réseau électrique posés par l'intégration massive d'énergie éolienne variable est abondamment étudiée par les chercheurs de Risø²⁰, et mise en œuvre par les gestionnaires des deux réseaux électriques danois²¹ et par la DEA (Agence danoise de l'énergie) pour gérer les périodes d'excès de production électrique. Si certains excès peuvent facilement être exportés quand ils correspondent à des demandes extérieures des pays limitrophes, les excès critiques d'électricité pouvant conduire à l'effondrement du réseau font apparaître la nécessité impérieuse d'une vraie régulation de la production et de la demande.

Dès 2001, le Parlement danois commande un rapport à un groupe d'experts conduits par la DEA pour (i) étudier les possibilités d'intégrer massivement l'énergie éolienne dans le système énergétique sans déstabiliser le réseau électrique ; (ii) analyser les moyens existants ; (iii) exposer les stratégies de gestion de cette intégration, particulièrement dans le réseau de l'ouest du pays, fortement venté. L'Université d'Aalborg, qui a élaboré un programme informatique de simulation heure par heure des systèmes énergétiques aux échelles locales et nationales, Energy-PLAN (cf. section IV), est sollicitée à ce titre pour simuler aussi finement que possible les meilleurs moyens pour intégrer une quantité croissante (jusqu'à 40 à 50 %) d'électricité éolienne dans le réseau et remplacer les centrales de cogénération au charbon par des centrales de cogénération à cycles combinés au gaz naturel et par des unités décentralisées de cogénération à biomasse²².

Une *planification comparative* peut alors être menée entre, d'une part, le *scénario de référence* pour 2020 élaboré par les opérateurs électriques danois, qui conduit à un surplus d'électricité et à un surcoût élevé en lignes de transport ; et d'autre part, le *scénario alternatif*, beaucoup plus économique et capable d'éliminer 99 % du surplus en s'appuyant sur la flexibilité de la demande, la régulation des grandes unités de cogénération pour le stockage thermique dans les réseaux de chaleur et dans des réserves supplémentaires lors des périodes de surplus éolien, la régulation des éoliennes et la régulation électrique des petites unités de cogénération, le stockage électrique dans les véhicules (batteries et piles à combustibles).

20 - Large scale renewable energy for electricity and heat production, L.H. Nielsen, Risø-R-789 (1994) en danois.

Large-scale integration of optimal combination of PV, wind and wave power into the electricity supply, H. Lund, Renewable Energy 31 (2006) 503-515

21 - Large penetration of wind and dispersed generation into Danish power grid, V. Akhnatov, H. Knudsen, Electric Power Systems Research 77 (2007) 1228-1238

22 - Modelling of energy systems with a high percentage of CHP and wind power, H. Lund, E. Münster, Renewable Energy 28 (2003) 2179-2193

En particulier, la principale source d'instabilité de tension étant liée aux lacunes de contrôle de la puissance réactive sur le réseau, la déconnexion habituelle des éoliennes à vitesse fixe pour récupérer la tension nominale après un défaut de court-circuit est abandonnée pour appliquer une régulation par variation angulaire des pales (*pitch control*) ou par régulation active de décrochage (*active-stall control*) pour réduire le couple, contrôler la vitesse, prévenir l'emballement et optimiser la puissance électrique produite.

D'autre part, il apparaît que l'installation de parcs éoliens offshore, d'unités de cogénération décentralisées et les avantages du foisonnement des parcs sur l'ensemble du pays permettent de compenser l'arrêt des unités de production électrique fossile et d'assurer le contrôle de fréquence et de tension du réseau électrique.

Au vu de ces études et des objectifs publics de montée en puissance des énergies renouvelables et de diminution des émissions de GES, la majorité politique est amenée à compléter la *loi danoise de l'électricité* en 2004 pour obliger les unités centralisées de cogénération et de production électrique à s'effacer au profit de la production éolienne devenue prioritaire, dans le but économique logique de privilégier la solution nationale interne des problèmes d'équilibre du réseau électrique plutôt que de favoriser la vente à bas prix de l'excès de production électrique éolienne vers la Norvège, la Suède ou l'Allemagne, peu susceptible de rentabiliser les investissements dans les lignes d'interconnexion vers l'étranger.

L'évolution de la structure de production énergétique (électricité, chaleur) du Danemark en 25 ans, à l'issue des divers plans successifs de 1976, 1981, 1990, 1993 et 1996, est saisissante (Fig. 7 et 8) : en 2005, 18,3 % de l'électricité danoise est produite par le secteur éolien et hydraulique, et 44,3 % par les unités de cogénération qui couvrent par ailleurs 82,4 % de la production thermique des réseaux de chaleur urbains.

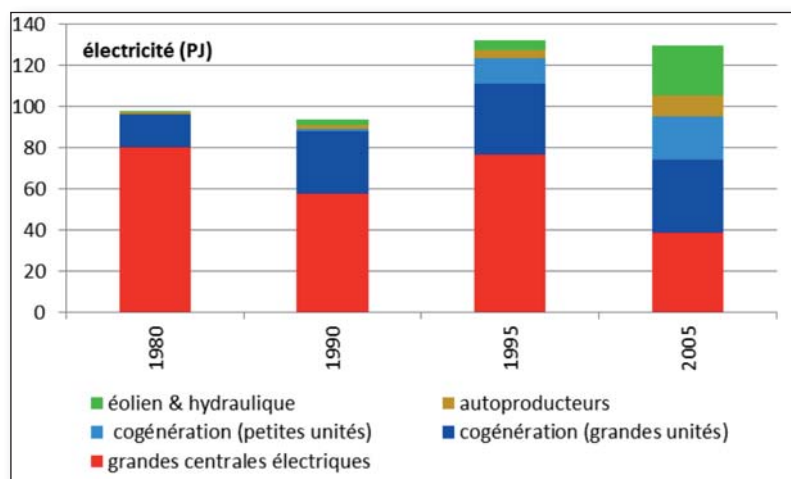


Fig. 8 : production électrique du Danemark (en pétajoule)

(source : Danish Energy Agency)

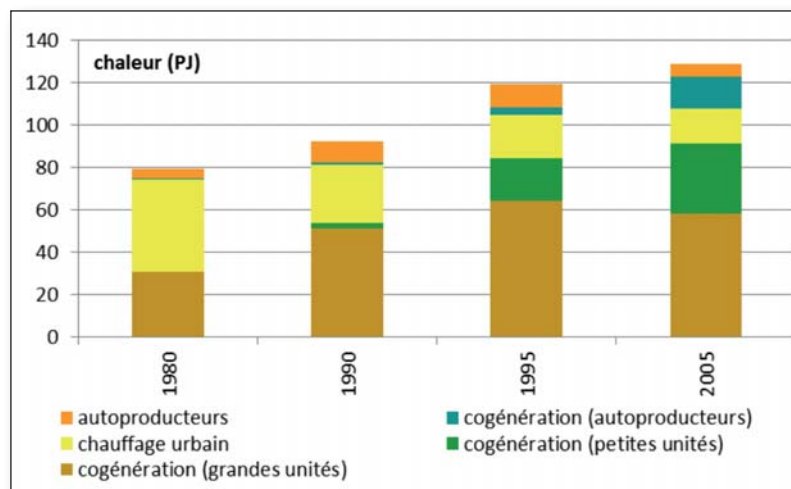


Fig. 9 : production de chaleur du Danemark (en pétajoule)

(source : Danish Energy Agency)

Les bases structurelles sont ainsi jetées pour une sortie maîtrisée et rationnelle du modèle énergétique traditionnel : généralisation de la cogénération pour la production d'électricité et de chaleur, forte pénétration des énergies renouvelables, utilisation massive des réseaux de chaleur.

2.5. 2006-2012 : le tournant décisif

Le tournant de 2006 évoqué en introduction, avec la publication en août du « *Energy Plan 2030* » de l'IDA (Association danoise des ingénieurs), suivie de la conversion publique du Premier ministre Rasmussen à la nécessité d'une sortie complète des énergies fossiles à long terme, met le Danemark en capacité de mettre en œuvre sa transition énergétique 100 % renouvelable à l'horizon 2050.

Les préconisations de l'IDA, basées sur les retours d'expérience et l'état de l'art des technologies renouvelables et d'efficacité énergétique, tracent les étapes réalistes pour atteindre 50 % d'énergies renouvelables en 2030 (cf. encadré 2).

Energy Plan 2030 (IDA)

- diminution de 50% des besoins de chauffage des bâtiments (isolation) ;
- réduction de 50% de la demande électrique dans l'habitat et de 30% dans l'industrie ;
- réduction de 40% de la consommation de combustibles dans l'industrie ;
- couverture solaire de 15% des besoins de chauffage individuel et collectif ;
- accroissement de 20% de la production électrique par cogénération industrielle ;
- diminution de l'accroissement de la demande en transport par des réformes de taxation ;
- report de 20% du transport routier vers le rail et la navigation fluviale et maritime ;
- remplacement de 20% des carburants routiers par les biocarburants et l'électricité ;
- remplacement de 10% du chauffage individuel par les réseaux de chaleur à cogénération ;
- remplacement de 10% des chaudières à gaz par des micro-cogénérateurs à pile à combustibles ;
- remplacement des futures centrales électriques après 2015 par des centrales de cogénération à pile à combustibles SOFC (*solid oxide fuel cell*) couvrant 35 à 40% de la puissance installée en 2030 ;
- doublement des ressources en biomasse (y compris incinération des déchets renouvelables) ;
- doublement des capacités éoliennes de 3 à 6 GW ;
- production électrique de 500 MW à partir des vagues et de 700 MW par photopiles ;
- introduction de 450 MWe de grandes pompes à chaleur combinées aux centrales de cogénération et à la flexibilité de la demande électrique pour optimiser l'intégration des sources éoliennes fluctuantes.

(Encadré 2)

Lors de ce travail de synthèse remarquable et retentissant de la communauté des ingénieurs danois, certains experts suggèrent que la commune de Frederikshavn (port industriel de 25 000 habitants à l'extrême nord du Danemark) convertisse entièrement son approvisionnement énergétique aux énergies renouvelables d'ici 2015 pour mettre en pratique les propositions de l'IDA (cf. encadré 3). À l'unanimité, le conseil municipal de la ville décide en février 2007 de se lancer dans ce projet en y impliquant les industries locales et l'Université d'Aalborg²³.

23 - *Sustainable towns : the case of Frederikshavn – 100 % renewable energy*, H. Lund, P.A. Østergaard, New York, Springer (2009) p155-168

A renewable energy system in Frederikshavn using low-temperature geothermal energy for district heating, P.A. Østergaard, H. Lund, *Applied Energy* 88 (2011) 479-487

Frederikshavn 100% renouvelable

- *Données* : 25000 habitants ; Jutland nord (lat. 57°27' à 42') ; port industriel.
- *Production 2007* : éolien offshore 10,6 MW, centrales de cogénération : incinération déchets 2,5 MW_e/10 MW_{th} ; gaz naturel 17 MW_e/31,5 MW_{th} et 2 MW_e/2,3 MW_{th} ; centrale de chauffe de pointe au gaz naturel 80 MW_{th}.
- *Consommation 2007* (pertes comprises) : électricité 164 GWh ; chauffage urbain : 242 GWh ; chauffage individuel 37 GWh ; chauffage industriel 36 GWh ; transports 165 GWh (essence, diesel).
- *Méthode* : le projet détaille les étapes devant permettre à la ville de passer de 20% d'énergies renouvelables (situation de départ en 2007) à 40% (2010) puis 100% (2015) sur une base annuelle, sans pour autant que la ville devienne un îlot énergétique mais plutôt échange en interaction avec son environnement géographique. Une ville à énergie positive en sorte. Les consommations et productions de l'ensemble des secteurs économiques sont modélisées et simulées heure par heure par EnergyPLAN ; les investissements (isolation thermique, parc éolien offshore, unités de biogaz, unités de cogénération à biomasse et déchets renouvelables, stocks d'eau chaude, réseaux chaleur et électricité intelligents, panneaux solaires, pompes à chaleur à absorption, conversion des bus et création d'un flotte de véhicules à l'électricité, au biogaz, à l'hydrogène et au méthanol) sont dimensionnés et échelonnés. Une phase ultérieure est planifiée à l'horizon 2030 pour diminuer la demande énergétique, insérer la ville dans le futur tissu danois largement converti aux énergies renouvelables et éliminer tous les usages des énergies fossiles. La consommation d'énergie primaire de la ville peut ainsi être massivement diminuée de 758 à 560 GWh/an et les émissions de GES drastiquement réduites de 147,2 à 29,3 ktCO₂eq/an par ces mesures et par le recours à la géothermie.
- *Consommation prévisionnelle 2015* : avec ou sans pompe à chaleur géothermale à absorption.

énergie primaire (GWh)	2007	2015 (sans géothermie)	2015 (avec géothermie)
éolien	34,45	149,49	149,49
incinération déchets	112	185	185
gaz naturel	319,16	174,27	160,87
charbon	110,15	-18,94	5,91
pétrole	178	0	0
biomasse	4	122,55	54,17
solaire thermique	0	4,92	4,92
total	757,76	607,29	560,36
échange électricité	0,21	0,11	0,1
émissions CO ₂ (kt)	147,4	122,5	124,3
émissions CO ₂ corrigées de l'échange d'électricité (kt)	147,2	29,3	35

(Encadré 3)

Dès 2007, le Gouvernement danois (conservateur-libéral) mandate une Commission sur le Climat pour étudier les possibilités techniques et économiques pour le Danemark de se libérer totalement des énergies fossiles à l'horizon 2050²⁴. Les résultats, qui font l'objet de nombreuses simulations par les chercheurs de l'Université d'Aalborg²⁵ (cf. section 4) utilisant le programme EnergyPLAN, démontrent qu'un tel objectif est réalisable avec un bénéfice socio-économique de 2,70 M€/an à condition d'intégrer 50 % d'électricité d'origine éolienne, de doubler la puissance éolienne installée de 3 à 6 GW, d'étendre le réseau des unités décentralisées de cogénération à biomasse et d'intégrer complètement le réseau d'interconnexion du marché scandinave NordPool.

Pour la première fois, l'approche utilisée dans ces rapports n'est plus celle de l'équilibrage traditionnel du réseau électrique, mais celle de la *reconstruction socio-technique pas à pas du système électrique dans le sens de la flexibilité, pour qu'il soit en mesure de gérer simultanément les fluctuations du côté de la demande électrique et du côté de la production électrique* à travers le concept de Smart Grid, adossé au stockage thermique flexible (pompes à chaleur, unités de cogénération décentralisées, réseaux de chaleur) et électrochimique (hydrogène, piles à combustibles, véhicules électriques)²⁶.

24 - http://ea-energianalyse.dk/reports/642_50_per_cent_wind_power_in_Danmark_in_2025_July_2007.pdf

25 - *Energy system analysis of 100 % renewable energy systems – The case of Denmark in years 2030 and 2050*, H. Lund, B.V. Mathiesen, *Energy* 34 (2009) 524-531

26 - *Renewable energy strategy for sustainable development*, H. Lund, *Energy* 32 (2007) 912-919

En février 2008, le Gouvernement danois (conservateur-libéral) noue un accord avec l'ensemble des formations politiques du Parlement (*Energy Agreement 2008*)²⁷ pour engager la politique énergétique du pays de 2008 à 2011 dans la perspective volontariste de dépasser les objectifs de réduction des GES (-20 %) et de production d'énergies renouvelables (30 % de l'énergie primaire) assignés en 2007 au Danemark par la Commission Européenne à l'horizon 2020 (cf. encadré 4), en appliquant des mesures réglementaires fortes et des investissements financiers importants à l'échelle nationale.

Energy Agreement 2008 (mesures principales)

- dépassement objectifs Commission européenne de -0,6 MtCO₂eq/an (sur 54,8 Mt)
- réduction de 2% de la consommation d'énergie primaire en 2011
- 20% de l'énergie primaire produite par les énergies renouvelables en 2011 (augmentation des subventions aux nouvelles éoliennes et schéma de compensation financière pour le voisinage ; aide au biogaz ; accroissement de 400 MW de la puissance éolienne offshore)
- nouvelle législation pour faciliter l'essor des énergies renouvelables (*Renewable Energy Act*)
- remplacement des chaudières au fioul individuelles par des pompes à chaleur haute performance
- détaxation de l'hydrogène pour les véhicules électriques
- création d'une Fondation de Recherche sur le véhicule électrique, l'énergie solaire, l'électricité houlomotrice
- augmentation de la *taxe carbone*, création d'une *taxe oxydes d'azote* NO_x dès 2010
- réduction cumulée de la consommation des nouveaux bâtiments d'au moins 25% en 2010, 2015 et 2020.

(Encadré 4)

La période qui suit cet accord voit la renaissance de l'énergie éolienne, l'essor de la biomasse et des pompes à chaleur, accompagnés par une baisse accentuée des émissions de GES et de la consommation d'énergie primaire.

La reconnaissance publique de la faisabilité technique et économique de cette orientation fondamentale vers l'injection massive d'éolien dans les réseaux électriques est apportée en 2009 par la publication du rapport officiel de l'opérateur de transport de l'électricité danois (Danish TSO) qui confirme la possibilité technique d'intégrer 50 % d'énergie éolienne dans la production électrique danoise et qui décrit le système énergétique intégré nécessaire basé sur la conversion d'énergie électrique en chaleur par pompes à chaleur et stockage thermique dans des réservoirs d'eau chaude, et sur l'utilisation des véhicules électriques²⁸.

En 2012, le chemin parcouru par le Danemark au cours de ses divers plans énergétiques est impressionnant : 33,4 % de l'électricité danoise est produite par ses éoliennes et 74,6 % par les unités de cogénération qui couvrent par ailleurs 73,0 % de la chaleur produite. Les énergies renouvelables assurent 25,6 % de la consommation d'énergie.

2.6. 2012 : planifier la sortie des énergies fossiles

Le 22 mars 2012, un nouvel accord de planification que l'on peut qualifier d'historique, l'*Energy Agreement 2012*²⁹, est conclu entre le Gouvernement (social-démocrate) et pratiquement toute la représentation politique du Danemark, du Parti Conservateur à l'Alliance Vert-Rouge en passant par le Parti Libéral et le Parti du Peuple Danois (cf. encadré 5) : le Danemark ouvre officiellement le chemin vers une société entièrement libérée des énergies fossiles et nucléaire à l'horizon 2050.

27 - http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/policy/danish-climate-energy-policy/agreements-danish-energy-policy/february-2008-agreement-danish/Energy%20Policy%20Agreement%2021%20Feb%2008_final.pdf

28 - *Effective application of wind power in Denmark – the interplay between wind power, heat pumps and electrical vehicles*, The Danish TDO (2009) www.energinet.dk

29 - <http://www.kebmin.dk/sites/kebmin.dk/files/climate-energy-and-building-policy/denmark/energy-agreements/FAKTA UK 1.pdf>

Energy Agreement 2012 (mesures principales)

- 12% de réduction de consommation d'énergie primaire en 2020 par rapport à 2006 ;
- 34% de réduction des émissions de CO₂ en 2020 par rapport à 1990 ;
- 35% de la consommation d'énergie finale couverte par les énergies renouvelables en 2020 ;
- 50% de la consommation électrique couverte par l'énergie éolienne en 2020 ;
- 100% de la consommation d'électricité et de chaleur couverte par les énergies renouvelables en 2035 ;
- 100% de l'approvisionnement énergétique danois assuré par les énergies renouvelables en 2050 ;
- réduction de 7,6% de la consommation d'énergie finale en 2020 par rapport à 2010 ;
- installation de 600 MW offshore à Kriegers Flak et 400 MW offshore à Horns Rev avant 2020 ;
- 500 MW offshore supplémentaire près des côtes avant 2020 ;
- 1800 MW d'éolien terrestre supplémentaire avant 2020 ;
- introduction d'un plafonnement des subventions ;
- investissement de 100 MDKK (1333,4 M€) dans un fond de développement et d'utilisation des nouvelles technologies de production énergétiques renouvelables (solaire, vagues, etc.), et de 25 MDKK (3,4 M€) dans les démonstrateurs d'énergie houlomotrice ;
- conversion à la biomasse des centrales électriques au charbon ;
- affectation de 35 MDKK (4,7 M€) à la géothermie et aux pompes à chaleur ;
- interdiction des chaudières à fioul et gaz dans les nouveaux bâtiments à partir de 2013 ;
- interdiction des nouvelles chaudières fioul dans les bâtiments existants connectables aux réseaux de chaleur et de gaz à partir de 2016 ;
- investissement de 42 MDKK (5,6 M€) entre 2012 et 2015 dans un fond de conversion des chaudières fioul et gaz aux énergies renouvelables dans les bâtiments existants ;
- subvention de 250 MDKK (33,5 M€) en 2013 puis 500 MDKK (67 M€) par an de 2014 à 2020 pour promouvoir l'usage efficace des énergies renouvelables dans les procédés industriels ;
- fond de 30 MDKK (4 M€) par an entre 2013 et 2020 pour l'entretien et l'extension de la cogénération dans l'industrie et les serres ;
- élaboration d'une stratégie d'installation des réseaux intelligents au Danemark ;
- accord avec les compagnies électriques pour le développement de compteurs électriques à lecture horaire à distance ;
- accroissement de 20% à 30% des subventions d'investissement dans les unités de cogénération au biogaz et création d'une force d'attaque pour le soutien aux projets de développement du biogaz ;
- préparation d'une stratégie globale de promotion des véhicules économes, dont subvention de 70 MDKK (9,4 M€) pour les stations de recharges de véhicules électriques et les infrastructures pour l'hydrogène et les infrastructures de GNV pour les poids lourds ;
- transports : introduction de 10% de biocarburants dans les carburants classiques ; préparation d'une stratégie de développement des véhicules sobres ; 70 MDKK (9,4 M€) pour le développement de stations de recharge de véhicules électriques et à hydrogène, d'infrastructure pour le gaz ;
- affectation de 9,5 MDKK (1,3 M€) à l'élimination des usages des énergies fossiles sur l'île de Samsø ;
- 35 recommandations pour l'installation des *Smart Grids* ; expérimentation sur l'île de Bornholm.

(Encadré 5)

Il s'agit bien d'une **révolution énergétique et citoyenne**, comme l'affirme Peter Karnøe : « le modèle de flexibilité repose largement sur une demande et une consommation réactives qui doivent impliquer un consommateur réfléchi. Ceci ouvre la boîte noire d'un genre de consommateur-citoyen qui nécessite d'être mise en œuvre avec, simultanément, la condition que l'énergie soit un service public dans un monde partagé. L'expérience de la rupture technologique est aussi par voie de conséquence une expérience anthropologique et politique, et clairement une expérience nécessaire »³⁰.

Les leçons de ce développement historique massif des énergies renouvelables – et plus particulièrement des énergies renouvelables variables – et de l'efficacité énergétique au Danemark sont déjà tirées par les chercheurs prospectivistes danois³¹ :

- l'expérience néo-libérale de 2002 à 2008 appliquée au marché de l'énergie (en particulier électrique) s'est révélée catastrophique pour l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables et la structure industrielle du tissu danois ;

30 - Large scale wind power penetration in Denmark, P. Karnøe, op. cit. ref(9)

31 - Innovative democracy, political economy and the transition to renewable energy. A full-scale experiment in Denmark 1976-2013, F. Hvelplund, Environmental Research, Engineering and Management, 4 66 (2013) 5-21

- l'implication démocratique de la population dans le processus d'innovation et le développement technologique des énergies renouvelables, des économies d'énergie (isolation, régulation, automatismes) et de l'efficacité énergétique (réseaux de chaleur et cogénération) a été l'élément moteur et la condition essentielle de sa faisabilité, sa réalisation et son acceptation sociale : 60 % des unités de cogénération et 85 % des éoliennes appartiennent aux habitants, soit directement, soit par le biais de coopératives ou de régions municipales ;
- le développement considérable des technologies renouvelables et efficaces s'est réalisé malgré l'opposition et le lobbying des grandes compagnies d'énergie, et la résistance idéologique de certains ministères ;
- la poursuite de la transition énergétique du Danemark vers un système soutenable 100 % renouvelable nécessitera un renforcement du processus d'innovation-participation démocratique pour assurer le passage aux réseaux intelligents et au système intelligent ;
- la transition énergétique soutenable ne pourra pas reposer sur les seuls mécanismes et acteurs du marché de l'énergie, mais sur la régulation publique, la planification nationale, la décentralisation des gestions et des structures de production, l'implication des citoyens, des coopératives, des municipalités, des entreprises, des chercheurs.

3. Un système énergétique efficace

Nous examinons maintenant en détail la structure énergétique actuelle du Danemark (production, distribution, consommation par secteurs) aux échelles locales, urbaines et nationale, son inclusion dans l'environnement européen, pour comprendre les stratégies proposées aujourd'hui par les chercheurs et les organismes publics danois (agence de l'énergie, distributeur) dans la mise en place planifiée et structurée du *Smart Energy System* basé sur les réseaux intelligents de l'électricité, du gaz, de la chaleur et du froid.

3.1. Cogénération et réseaux de chaleur

Le développement considérable et concomitant de la cogénération (centralisée et décentralisée) et des réseaux de chaleur depuis 1982 place le Danemark dans une configuration idéale, tant pour la planification énergétique du remplacement des énergies fossiles par les renouvelables que pour l'efficacité générale de son système énergétique.

La progression de la *production électrique par cogénération* (Fig. 8) est particulièrement remarquable ; elle représente aujourd'hui (données 2013) plus de 66 % de la production électrique totale du Danemark (Fig. 10).

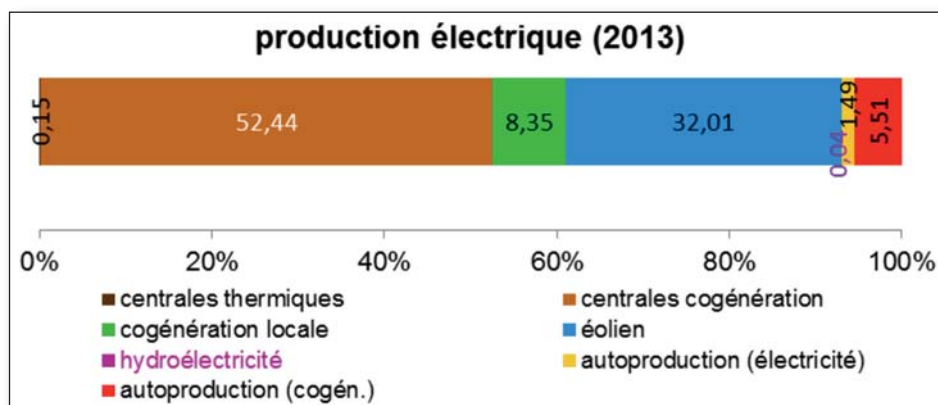


Fig. 10 : production électrique du Danemark par origine en 2013 (en %)

(source : Danish Energy Agency)

Le remplacement progressif des combustibles fossiles par des combustibles renouvelables (biogaz, paille, bois, granulés, déchets renouvelables) s'en trouve ainsi puissamment facilité, particulièrement sous le contrôle des grandes municipalités urbaines qui les mettent actuellement en œuvre (Copenhague, Aarhus, Aalborg, Odense, Frederikshavn, etc.).

Les énergies renouvelables assurent ainsi aujourd'hui plus de 50 % (53,4 % en 2014) de la production électrique annuelle danoise (Fig. 11), réduisant chaque année la part des combustibles fossiles et de l'incinération des déchets non renouvelables (Fig. 12).

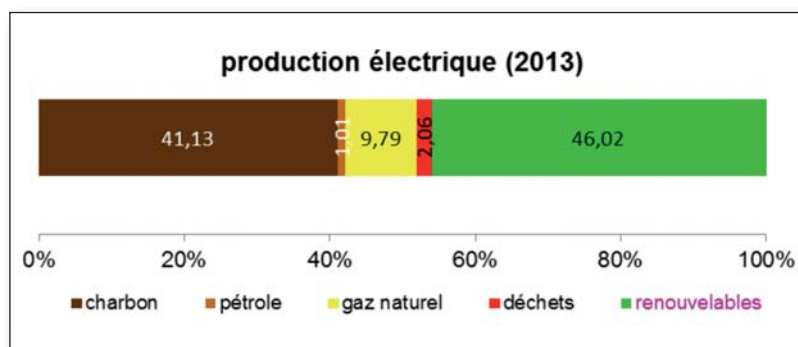


Fig. 11 : production électrique du Danemark par source d'énergie en 2013 (en %)
(source : Danish Energy Agency)

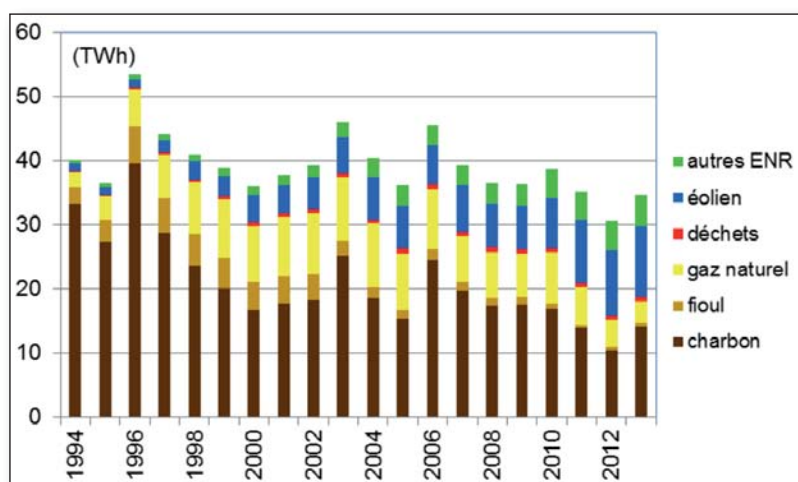


Fig. 12 : évolution de la production électrique du Danemark par source d'énergie (en TWh)
(source : Danish Energy Agency)

Parallèlement, la progression formidable et continue des *réseaux de chaleurs urbains*, suburbains et villageois (Fig. 9) permet au Danemark d'assurer aujourd'hui la plus grande partie des besoins (consommation finale) de chauffage des habitations (49,7 %), des commerces et des services (71,5 %). La cogénération (centrales, unités locales, auto-producteurs) produit à elle seule près de 73 % de la chaleur distribuée par réseaux de chaleur, le restant étant assuré par les chaufferies urbaines (Fig. 13).

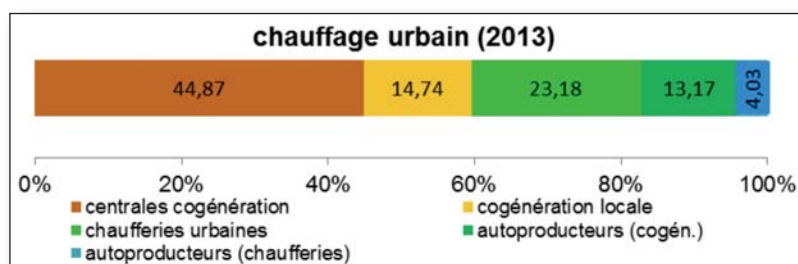


Fig. 13 : chaleur distribuée par réseaux au Danemark par origine en 2013 (en %)
(source : Danish Energy Agency)

Les énergies renouvelables (biomasse, solaire, pac, déchets renouvelables) couvrent déjà 42,8 % de la production de chaleur ainsi distribuée (Fig. 14).

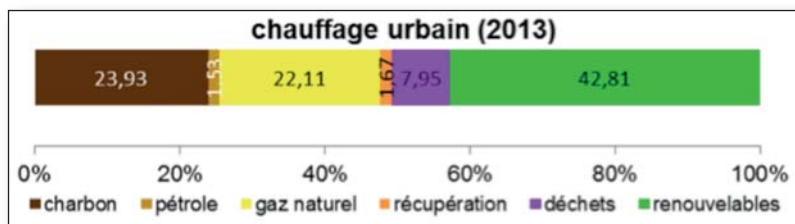


Fig. 14 : chaleur distribuée par réseaux au Danemark par sources d'énergie en 2013 (en %)

(source : Danish Energy Agency)

La forte décentralisation de la structure de ces réseaux de production d'électricité et de chaleur, planifiée et encouragée par la majorité des politiques volontaristes de tarification, a été le facteur essentiel de leur développement fulgurant au Danemark depuis 1982, comme l'illustrent les cartes d'implantation des unités de production électrique (Fig. 15).

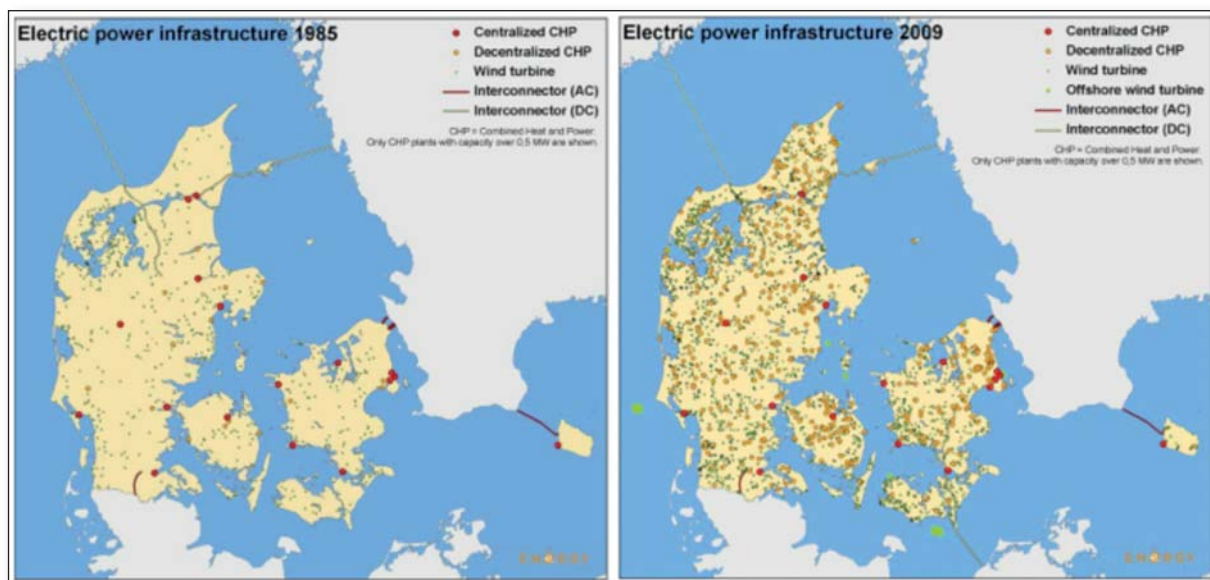


Fig. 15 : répartition des unités de production électrique au Danemark

(source : Danish Energy Agency)

Le Danemark accélère l'installation d'unités de cogénération et de chauffage urbain solaire- biomasse et le basculement des anciennes unités au charbon dans les grandes villes jusque dans les petites communes (Fig. 16). Le chauffage urbain de Gråsten (Fig. 16, au centre), équipée de 19000 m² de panneaux solaires thermiques, produit ainsi annuellement 10000 MWh de chaleur solaire qu'elle peut partiellement stocker dans un réservoir de 5600 m³ d'eau (400 MWh) ; une chaudière à paille et granulés bois de 12 MW assure le complément au chauffage urbain, et trois moteurs à gaz totalisant une puissance électrique de 5 MWe et thermique de 7 MW complètent le dispositif en fonction des prix du marché de l'électricité.



Fig. 16 : Centrales de cogénération charbon (à gauche) et biomasse (à droite) à Copenhague ; unité locale de cogénération et chauffage urbain solaire-biomasse à Gråsten (au centre)

3.2. Le réseau de connexion et de distribution électrique

Le réseau électrique danois est structuré autour de l'opérateur public de distribution nationale de l'électricité Energinet.dk (TSO, *transmission system operator*) qui installe et gère les réseaux électriques locaux et nationaux suivant la politique énergétique danoise. *Energinet.dk* a en particulier pour mission d'intégrer proprement dans le réseau l'apport massif d'électricité renouvelable intermittente, et mène également des études et des simulations prospectives sur l'évolution du réseau électrique danois dans la perspective des *Smart Grids* et des *Smart Systems intégrés* (cf. partie 4).

Le réseau électrique est constitué de deux réseaux nationaux de transport 400 kV séparés, propriétés d'*Energinet.dk* : le réseau Ouest, interconnecté et synchronisé au réseau continental européen, et le réseau Est, interconnecté et synchronisé au réseau Nordique. Ces deux réseaux sont interconnectés aux réseaux régionaux de transmission 150 kV (ouest) et 132 kV (est) auxquels sont raccordées les éoliennes. Les réseaux locaux de distribution électrique de moyenne (99 et 25 kV) et basse tension sont la propriété de compagnies locales, essentiellement publiques (municipalités).

La stabilité élevée du réseau électrique danois³² est assurée par les grandes centrales de cogénération et par les postes de régulation automatique des réseaux régionaux qui gèrent l'injection locale d'électricité variable (éolienne, photovoltaïque) et modulable (unités de cogénération locales) et assurent de plus en plus les stockages locaux d'électricité (eau chaude des réseaux de chaleur, pompes à chaleur géothermales, stations de batteries, véhicules électriques, hydrogène, station de méthanation en cours d'installation) pour absorber et restituer les excès croissants d'électricité éolienne en fonction de l'équilibre électrique des lignes d'interconnexion européennes³³. L'installation de plusieurs compensateurs synchrones dans les centrales électriques régionales et locales permet de maintenir à moindre coût la stabilité de la tension des réseaux de transport électrique par injection automatique de puissance réactive.

Les grandes lignes d'interconnexion européennes participent fortement à l'équilibre du réseau danois (Fig. 17), le réseau Nordique (Norvège, Suède, Danemark) étant plus particulièrement utilisé pour stocker économiquement les excès croissants de puissance éolienne dans les stations de pompage hydroélectrique (STEP) installées dans les montagnes norvégiennes et suédoises.

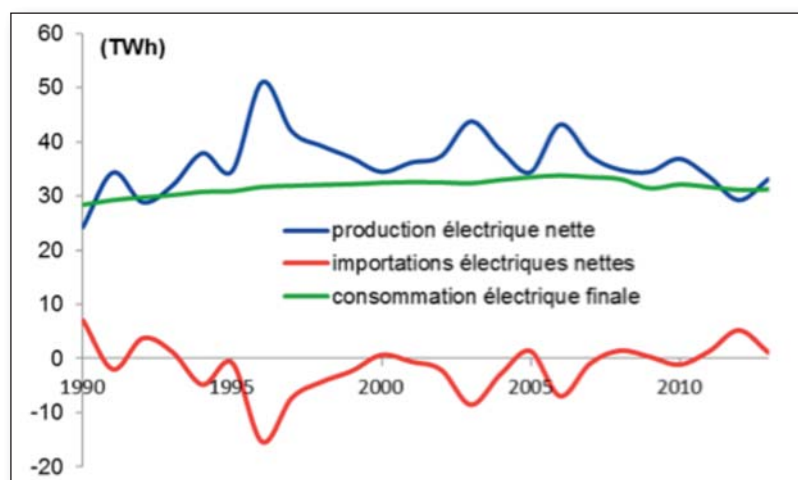


Fig. 17 : importations-exportations d'électricité du Danemark

(source : Danish Energy Agency)

L'électricité échangée est excédentaire et exportée (courbe rouge sur la Fig. 17, négative → exportation, positive → importation), et représente en moyenne 4,2 % de l'électricité produite sur la période 1990-2013.

Les échanges avec l'Allemagne, la Norvège et la Suède sont en général largement déphasés, ce qui facilite l'équilibrage du réseau danois (Fig. 18).

32 - Le Danemark est le 2e pays leader européen de plus faible indice de durée moyenne annuelle d'interruption de réseau électrique (SAIDI) après le Luxembourg : www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab4/C14-EQS-62-03_BMR-5-2_Continuity%20of%20Supply_20150127.pdf

33 - <http://www.energinet.dk/EN/Sider/default.aspx>

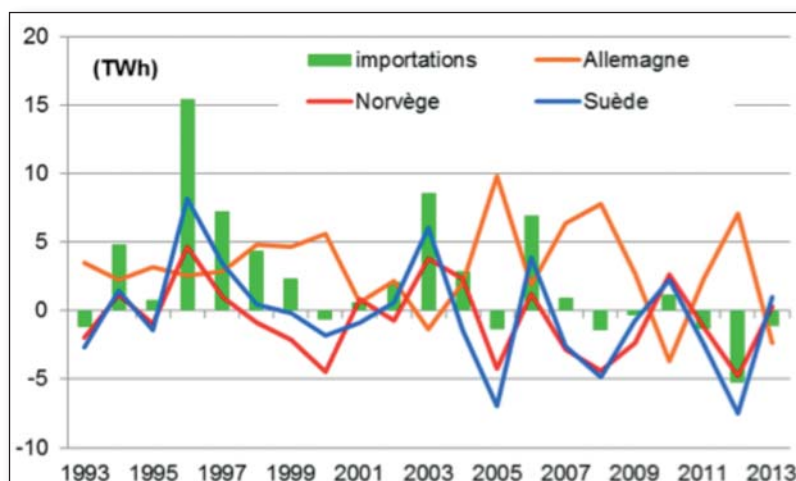


Fig. 18 : répartition par pays des importations d'électricité du Danemark
(source : Danish Energy Agency)

Il est à noter que la quasi-totalité du réseau électrique danois est aujourd'hui enterrée pour éliminer les nuisances électromagnétiques et la dégradation des paysages.

3.3. Efficacité énergétique

La consommation énergétique finale du Danemark, rapportée à sa consommation d'énergie primaire, révèle l'efficacité remarquablement élevée du système énergétique danois, qui résulte des orientations politiques fondamentales adoptées et mises en œuvre depuis 1975 : la généralisation des réseaux de chaleur et de la cogénération, l'isolation massive des bâtiments, la décentralisation des productions électriques renouvelables et des unités de cogénération sont les facteurs essentiels de l'efficacité énergétique du Danemark et la base fondamentale de sa transition vers un régime 100 % renouvelable atteignable en 2050.

La structure de l'approvisionnement énergétique danois (consommations/productions, énergie primaire *EP*) incluant les importations et exportations (Fig. 19, données non corrigées 2013) peut être utilement comparée à celle des consommations d'énergie finale *EF* réparties par secteurs d'activité.

Elle fait apparaître un rapport d'efficacité globale $EF/EP = 77,9 \%$ très élevé (France : $57,3 \%$, données 2013 non corrigées³⁴), qui démontre l'importance des facteurs structurels dans la consommation énergétique primaire d'un pays.

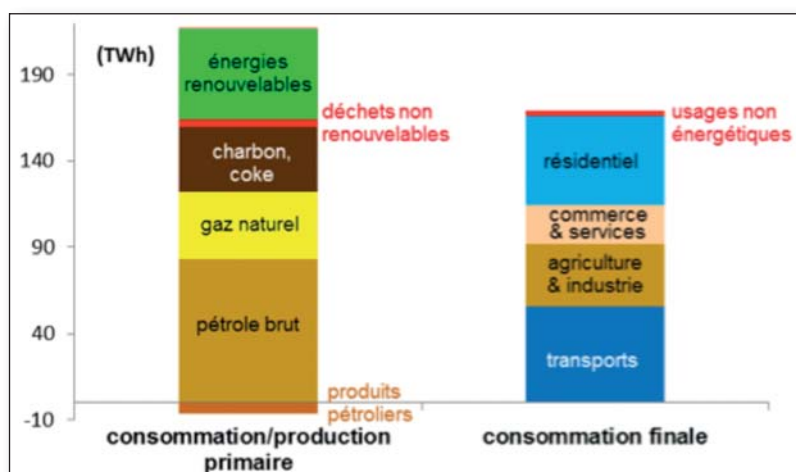


Fig. 19 : consommations d'énergies primaire et finale du Danemark en 2013
(source : Danish Energy Agency)

La mise en œuvre de ces structures depuis 1975, qui se poursuit activement aujourd'hui et qui sera renforcée dans les décennies à venir, se traduit par une stabilisation puis une diminution continue de la consommation énergétique primaire du Danemark (Fig. 20), alors que la population danoise s'est accrue de 9,5 % depuis 1990 et de 13 % depuis 1972.

³⁴ - <http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/publications/p/2101/969/bilan-energetique-france-2013.html>

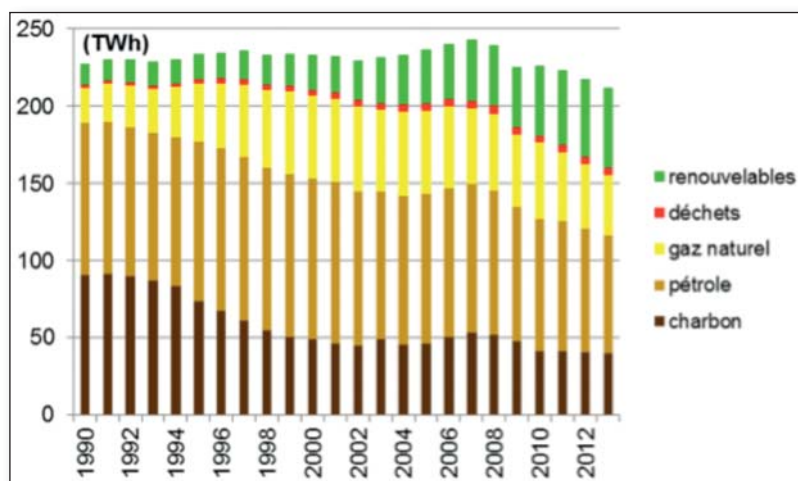


Fig. 20 : évolution de la consommation d'énergie primaire du Danemark

(source : Danish Energy Agency)

En particulier, l'effort d'isolation des bâtiments industriels, commerciaux et résidentiels entrepris massivement depuis le plan Energy 2000 impacte fortement l'efficacité énergétique du Danemark. De ce fait, l'énergie finale (chauffage + eau chaude sanitaire) par m² de logement baisse de plus en plus rapidement ; elle a ainsi diminué de 20,5 % entre 1990 et 2013 (Fig. 21).

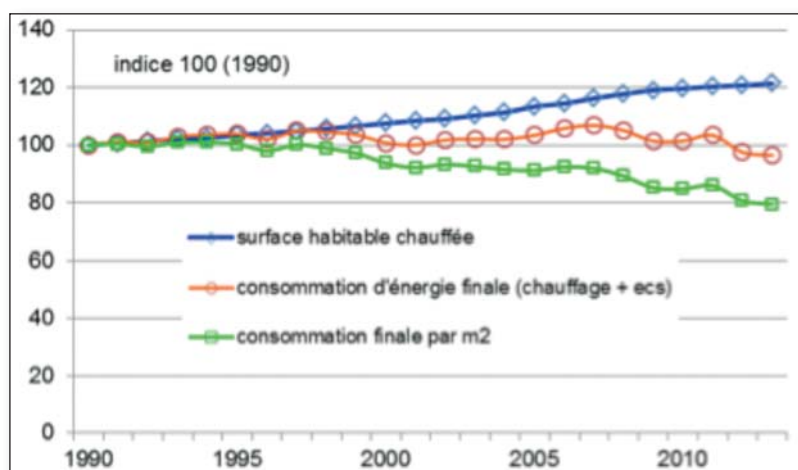


Fig. 21 : consommation d'énergie finale par surface habitable au Danemark

(source : Danish Energy Agency)

Si la consommation électrique spécifique (éclairage, appareils) du secteur résidentiel augmente comme partout en Europe du fait de l'équipement croissant des ménages en appareils électriques spécifiques (Fig. 22), elle est cependant contrebalancée par l'élimination planifiée du chauffage électrique (remplacé par des pompes à chaleur et des chauffages solaires) et par l'efficacité croissante des appareils (Fig. 23).

De fait, le secteur résidentiel ne représente plus que 30,2 % de la consommation d'énergie finale danoise en 2013 (28,4 % en France), malgré un climat plus sévère (DJU moyen Danemark 3194, France 2327). La consommation unitaire moyenne d'énergie finale des bâtiments est de 170 kWh/m² au Danemark (220 kWh/m² en France)³⁵.

35 - Energy efficiency trends and policies in the household and tertiary sectors, Odyssee-Mure data base (06-2015)

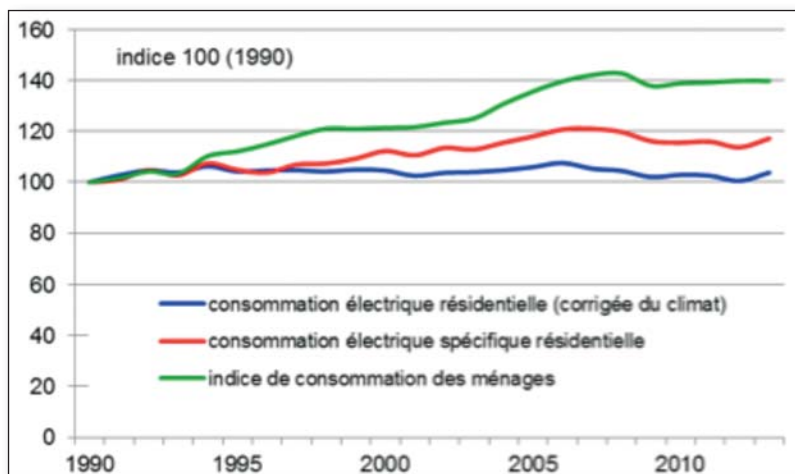


Fig. 22 : consommation électrique résidentielle au Danemark (indice 100 : 1990)
(source : Danish Energy Agency)

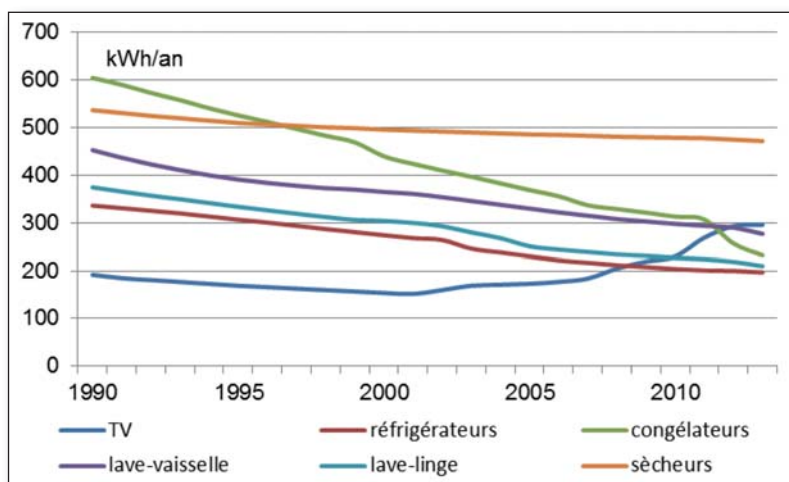


Fig. 22-2 : consommation électrique spécifique des appareils électriques au Danemark
(source : Danish Energy Agency)

Simultanément, l'intensité énergétique (consommation d'énergie primaire brute/produit intérieur brut) ne cesse de décroître depuis 1972 (cf. Fig. 3) malgré les crises économiques et un taux d'industrialisation toujours élevé (Fig. 23).

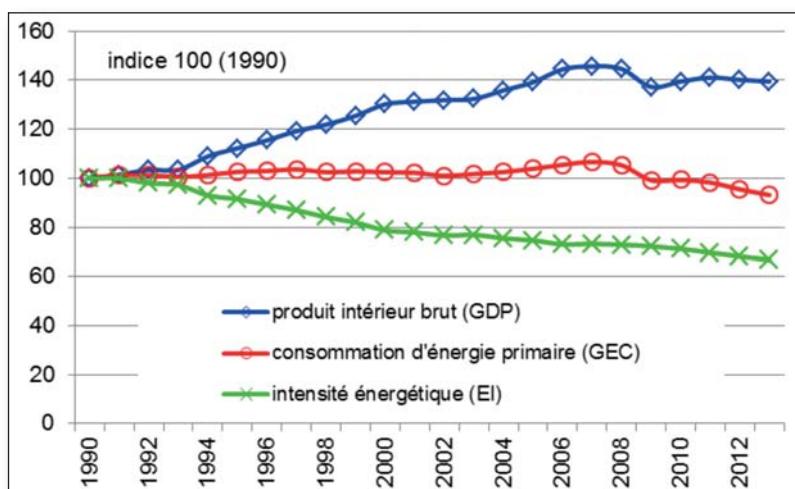


Fig. 23 : intensité énergétique du Danemark (indice 100 en 1990)
(source : Danish Energy Agency)

Les énergies renouvelables représentaient 23,8 % de la totalité des consommations primaires danoises en 2013 (rappelons que le potentiel hydroélectrique danois est négligeable), ce qui souligne l'amplitude des changements qui restent à opérer pour atteindre l'objectif officiel de 100 % en 2050.

3.4. Transports

La répartition des consommations finales par secteur (cf. Fig. 18) fait apparaître l'importance relative croissante du transport dans la consommation d'énergie du Danemark (33,2 % en 2013) : c'est le secteur où les progrès en termes d'efficacité et de changement de source énergétique ont été les plus lents, comme dans tous les pays développés, la diminution des consommations spécifiques des véhicules (en kWh/km) étant largement dépassée par l'augmentation générale du trafic.

Si la consommation des transports aérien et maritime reste globalement stable, le transport routier est de loin le secteur le plus énergivore : il a représenté 76,7 % de la consommation finale dans le transport en 2007, mais le développement massif des transports en commun et des réseaux de pistes cyclables au Danemark depuis une décennie a diminué l'usage individuel de la voiture et stabilisé la consommation des véhicules individuels, tandis que le report des transports de fret sur le rail a entraîné une baisse régulière des consommations routières (Fig. 24).

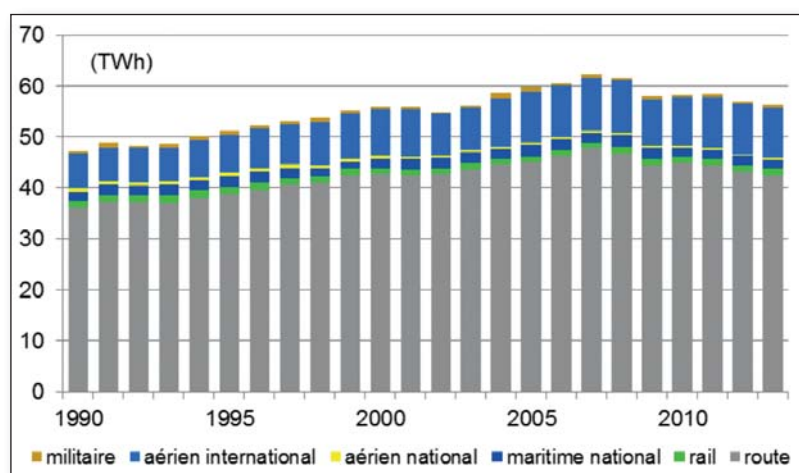


Fig. 24 : consommation finale d'énergie par type de transport au Danemark
(source : Danish Energy Agency)

L'usage croissant et encouragé des transports en commun et des véhicules électriques (bus, voitures, utilitaires) et à gaz augmente progressivement la part de l'électricité dans le transport, mais celle-ci ne représente actuellement que 0,7 % de la consommation totale d'énergie finale, tandis que la part du diesel ne cesse d'augmenter au détriment de l'essence (Fig. 25).

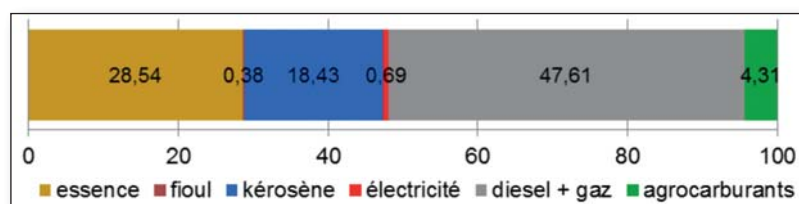


Fig. 25 : consommation finale d'énergie par sources dans les transports au Danemark en 2013
(source : Danish Energy Agency)

Un des objectifs de l'Energy Agreement 2012 (cf. 2.6) est précisément de planifier le basculement total des transports danois des énergies fossiles aux énergies renouvelables d'ici 2050. D'après les rapports d'analyse de la DEA en 2012, l'électricité renouvelable, le biogaz et le gaz naturels seront particulièrement attractifs et socio-économiquement efficaces d'ici 2020 et au-delà pour remplacer l'essence et le diesel dans les transports.

Un budget de 9,40 M€ entre 2013 et 2015 est investi actuellement dans la mise en place de stations de recharges électriques pour les voitures électriques, dans des infrastructures de distribution d'hydrogène et de gaz naturel dans les transports de fret, et 2 M€ sont consacrés à la poursuite du schéma pilote du véhicule électrique. Une réforme des taxes est envisagée pour favoriser les transports écologiques, en particulier par l'imposition d'une taxe carbone sur les transports par camion. Les énergies renouvelables devront couvrir 10 % des transports en 2020.

La politique du Danemark en faveur du développement massif des usages de la bicyclette pour les déplacements quotidiens, relayée sur le terrain par les communes, est probablement la plus avancée de toute l'Europe. Elle a

permis à Copenhague (Fig. 26) d'être distinguée de l'« European Green Capital Award 2014 » pour la planification de 50 % des déplacements domicile-travail à bicyclette en 2015 et de la neutralité carbone en 2025³⁶. Les analyses de coût-bénéfice les plus récentes confirment la validité de cette politique, avec un coût total moyen en 2015 de 8 c€/km constamment décroissant pour le vélo, contre 50 c€/km constamment croissant pour la voiture³⁷.



Fig. 26 : vélo-parcs à la gare centrale (à gauche) et à la station de métro (droite) de Copenhague (2015)

La place-même de la voiture est de plus en plus reléguée au troisième plan après les transports collectifs et le vélo dans le schéma d'organisation des déplacements urbains, jusque dans la signalisation au sol et la délimitation des espaces routiers. Ainsi, l'île de Samsø expérimente la circulation des véhicules restreinte au tiers central des rues, les vélos occupant les deux-tiers latéraux ; chaque véhicule doit ainsi rouler lentement et ralentir pour croiser un autre véhicule, en empiétant si nécessaire sur la partie cyclable à sa droite si elle est libre (Fig. 27).



Fig. 27 : marquage au sol des rues à Brundby (Samsø, 2015)

3.5. Émissions de gaz à effet de serre

La baisse régulière et massive des émissions de gaz à effet de serre (GES) – et plus particulièrement du dioxyde de carbone (CO₂) – du Danemark depuis 1972, sans recours à l'énergie nucléaire, est fondamentalement liée à l'augmentation très forte de son efficacité énergétique, consécutive à la généralisation de la cogénération et des réseaux de chaleur, et à l'injection massive d'énergies renouvelables³⁸.

Les émissions totales observées de gaz à effet de serre du Danemark en 2012 (51,6 MtCO_{2éq}, soit 9,2 tCO_{2éq}/hab) étaient inférieures de 24,8 % à celles de l'année de référence 1990, et après correction statistique des variations climatiques, elles s'élevaient à 55,7 MtCO_{2éq}, soit 27,4 % de baisse par rapport aux émissions corrigées de GES de 1990 (hors UTFC³⁹). La plus grande part de cette diminution est liée aux économies effectuées dans le secteur de

36 - Urban transport transitions : Copenhagen, City of Cyclists, S. Gössling, *Journal of Transport Geography* 33 (2013) 196–206

37 - Transport transitions in Copenhagen : Comparing the cost of cars and bicycles, S. Gössling, A.S. Choi, *Ecological Economics* 113 (2015) 106–113

38 - Denmark's national inventory report 2014, Danish Centre for Environment and Energy, n° 101, <http://dce2.au.dk/pub/SR101.pdf>

39 - Utilisation des Terres, leur Changement et la Forêt (Land Use, Land-Use Change and Forestry)

la production énergétique qui ont drastiquement abaissé les émissions de CO₂ entre 1990 et 2012 (-25,1 %), alors que le PIB augmentait fortement dans le même temps (+38,3 %).

En comparaison, les émissions de GES observées en France en 2012 (évaluées officiellement à 496,2 MtCO_{2eq} hors UTFC, soit 7,6 tCO_{2eq}/hab⁴⁰) n'étaient inférieures que de 11 % à celles de l'année de référence 1990, ce qui souligne les rigidités structurelles des consommations énergétiques françaises, renforcées par une forme d'apathie politique engendrée par l'illusion d'une énergie nucléaire prétendument décarbonée (les émissions de gaz à effet de serre de l'industrie nucléaire, évaluées dans de nombreuses études internationales prenant en compte l'ensemble du cycle nucléaire de la mine d'uranium au démantèlement des centrales et à l'enfouissement des déchets nucléaires, conduisent en fait à des fourchettes assez larges autour d'une moyenne de l'ordre de 60 gCO_{2eq}/kWh nucléaire⁴¹) qui dispenserait la France d'efforts par rapport aux autres pays.

De plus, si l'on rapporte les émissions de GES par habitant au PIB par habitant exprimé en euro constant (données Eurostat), force est de constater qu'un Français émet actuellement plus de GES par unité de PIB qu'un Danois (en 2012, Danemark : 210,9 tCO_{2eq}/M€ ; France 243,8 tCO_{2eq}/M€, soit 15,5 % de plus).

Les projections futures des émissions de GES planifiées par l'Energy Agreement 2012 (-40 % en 2020, -80 à 95 % en 2050 par rapport à 1990), comparées aux émissions antérieures du Danemark (Fig. 28) montrent clairement l'ambition danoise d'éliminer toutes ses émissions dues aux énergies fossiles et aux pratiques agricoles industrielles⁴².

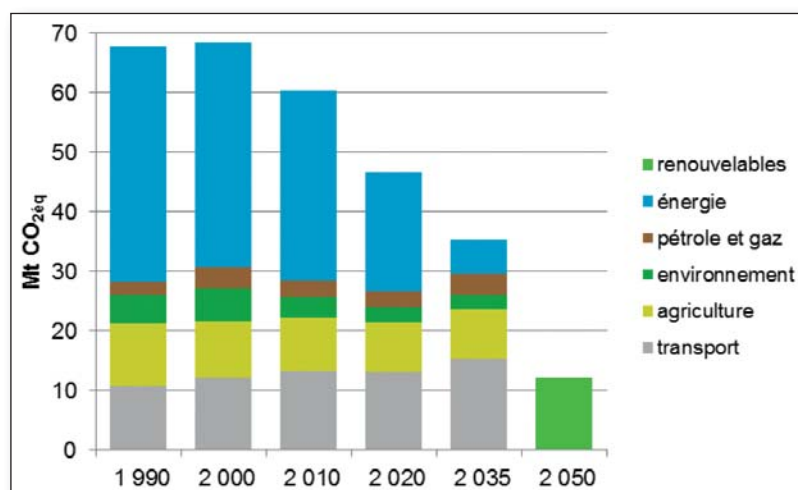


Fig. 28 : évolution et planification des émissions de GES du Danemark

(source : Danish Centre for Environment and Energy)

Les émissions de GES liées à la production électrique, encore marquées par les énergies fossiles (Danemark : 440 gCO_{2eq}/kWh en 2013 ; France : 41,1 gCO_{2eq}/kWh selon EDF, chiffre sujet à caution – voir plus haut – ou 79 gCO_{2eq}/kWh en 2010 selon l'AIE) décroissent le plus fortement du fait de la forte pénétration des énergies renouvelables (Fig. 29). Il est clair que les changements structurels en cours et planifiés pour 2020, 2035 et 2050 abaisseront drastiquement les taux d'émissions de CO₂ par kWh entre 10 et 20 gCO₂/kWh selon les solutions qui seront mises en œuvre⁴³.

40 - Chiffres clés du climat – France et Monde – Edition 2015, Service de l'observatoire et des statistiques, Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie

41 - Greenhouse gas emissions in the nuclear life cycle : a balanced appraisal, J. Beerten, E. Laes, G. Meskens, W. D'haeseleer, Energy Policy 37 (2009) 5046-5068 ; Life cycle energy and greenhouse gas emissions of nuclear energy : a review, M. Lenzen, Energy Conversion and Management 49 (2008) 2178-2199 ; Valuing the greenhouse gas emissions from nuclear power : a critical survey, B.K. Sovacool, Energy Policy 36 (2008) 2950-2963

42 - The Danish Climate Policy Plan – Towards a low carbon society, Ministry of Climate, Energy and Buildings, août 2013.

43 - <http://tdelaroche.lambert.blog.lemonde.fr/2013/02/24/energie-eolienne-une-analyse-du-cycle-de-vie-performante/>

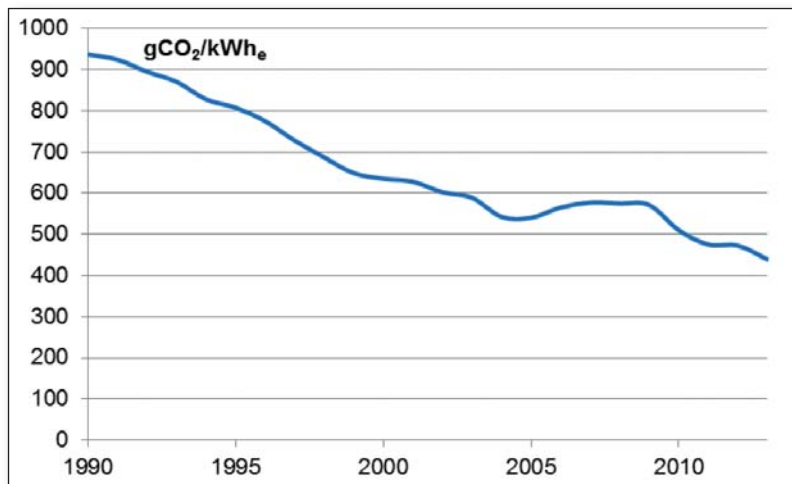


Fig. 29 : évolution des émissions de CO₂ de la production électrique du Danemark
(source : Danish Energy Agency)

3.6. Indépendance énergétique

Le concept d'indépendance énergétique peut certes être relativisé dans un système européen interconnecté, basé sur un des marchés ouverts de l'énergie où un pays peut momentanément subvenir aux besoins d'un autre tout en important simultanément de l'électricité d'un troisième, ce qui peut concourir à l'efficacité générale de tous en évitant l'investissement dans des unités de pointe inutiles⁴⁴.

Cependant, il reste un critère globalement pertinent pour caractériser la capacité d'un pays à maîtriser et orienter non seulement son système énergétique mais aussi tout son système productif sans dépendre politiquement de pays fournisseurs d'énergie ou producteurs de matières énergétiques.

Le cas du Danemark est à cet égard original dans la mesure où il est passé d'une dépendance totale vis-à-vis des producteurs de pétrole en 1972 à une indépendance totale dès 1997, grâce d'une part à sa propre production de pétrole et de gaz naturel en mer du Nord, d'autre part aux effets de sa politique de maîtrise de ses consommations et de production renouvelable.

Les productions danoises de pétrole et de gaz ayant dépassé leur « peak-oil » en 2004 et 2005 respectivement, le taux d'indépendance est retombé de 156 % en 2005 à 102 % en 2012 et 93 % en 2013 : il est clair que le maintien de l'indépendance du pays ne peut être garanti que par le développement massif des énergies renouvelables, locales et donc nationales par essence.

En comparaison, la France est restée très fortement dépendante de ses importations de pétrole, de gaz, de charbon et d'uranium, avec un taux réel d'indépendance national de production énergétique de 9,0 % en 2012 et 10,0 % en 2013, très loin du taux officiel de 53 à 58 % (qui considère l'uranium comme un minerai et non une source d'énergie, argument sans fondement scientifique ni énergétique).

4. La stratégie du Smart Energy System 100 % renouvelable

Dès 2006, la possibilité de couvrir entièrement les besoins énergétiques du Danemark par la production renouvelable est officiellement envisagée, tant par le gouvernement danois de l'époque que par la société civile, les ingénieurs de l'IDA et les chercheurs de l'Université d'Aalborg. Dans son « Energy Plan 2030 » (cf. Réf. 3), la société des ingénieurs danois IDA prévoit ainsi que l'éolien couvrira entre 55 et 60 % de la production électrique danoise en 2030, et anticipe la nécessité d'intégrer toutes les unités de consommation et de production énergétiques dans un « système cohérent » où « les différents systèmes énergétiques sont complètement connectés en un système énergétique beaucoup plus flexible que celui que nous connaissons aujourd'hui ».

Dès lors, la possibilité d'« introduire et d'ajouter des technologies énergétiques flexibles et de concevoir des solutions de système énergétique intégrées⁴⁵ » est étudiée et simulée au moyen du programme informatique EnergyPLAN (cf. encadré 6) élaboré par les chercheurs du département Energie de l'Université d'Aalborg dès 1999.

44 - Lire à ce sujet l'excellente analyse d'Andreas Rüding, *Le marché électrique européen face à la transition énergétique : apprendre du présent pour mieux préparer l'avenir*, Cahiers de Global Chance n° 35 (juin 2014) 31-38

45 - *Renewable energy strategies for sustainable development*, H. Lund, *Energy* 32 (2007) 912-919

4.1. Scénarios énergétiques 2050 pour le Danemark

Dès les premières simulations (réf. 47), il apparaît qu'une transition du Danemark vers un scénario 100 % renouvelable au-delà du scénario de référence « Energy 21 » implique au moins trois changements technologiques majeurs : une *économie de la demande d'énergie* (électricité et chauffage) dans l'habitat et l'industrie de l'ordre de 10 % ; une *amélioration de l'efficacité des unités de cogénération* (50 % électricité, 40 % chauffage) et *d'avantage de cogénération* (50 % de l'habitat et de l'industrie couverts par chauffage urbain en cogénération) ; le *remplacement des énergies fossiles* par les énergies renouvelables (accroissement de la biomasse, du chauffage solaire et de l'électricité photovoltaïque). Ces simulations font apparaître également les deux conditions essentielles de la réalisation technique de cette transition : une *conception fortement intégrée* du système énergétique ; l'introduction de technologies de *flexibilité énergétique* (véhicules électriques ; petites unités flexibles de cogénération et de pompes à chaleur ; addition d'électrolyseurs accompagnant l'intégration massive de l'énergie éolienne).

À partir du scénario 2030 élaboré en 2006 sur les propositions de l'IDA (cf. encadré 2), le premier scénario 2050 d'approvisionnement 100 % renouvelable pour le Danemark est simulé sous EnergyPLAN⁴⁶. Moyennant 15 propositions additionnelles (économie supplémentaire de chauffage et d'électricité ; extension des réseaux de chauffage ; chauffage industriel par pompes à chaleur ; déplacement de 50 % des transports de fret routier vers le rail ; substitution des carburants par un panachage de biocarburants, d'électricité et d'hydrogène ; 40 % de chauffage solaire individuel ; accroissement de la production photovoltaïque, éolienne et houlomotrice), la simulation heure par heure assurant une sécurité complète du système électrique conduit à une nouvelle proposition IDA 2050⁴⁷ qui abaisse la consommation de 60 % et les émissions de GES de 90 % par rapport au scénario de référence « business as usual (BAU) » de la DEA pour le Danemark et étendu à 2050, à un coût économique annuel moindre.

46 - Energy system analysis of 100 % renewable energy systems – The case of Denmark in years 2030 and 2050, H. Luns, B.V. Mathiesen, Energy 34 (2009) 524-531

47 - The IDA climate plan. Main report, Danish Society of Engineers (IDA), août 2009

EnergyPLAN

Initialement conçu sous forme de feuilles de calcul Excel puis rapidement reprogrammé en langage interprété (Visual Basic puis Pascal), EnergyPLAN est un modèle d'entrée-sortie déterministe et non stochastique¹, qui agrège les unités de production-distribution-consommation en groupes du système énergétique. Il est programmé de manière analytique (et non itérative) pour simuler heure par heure le fonctionnement du système sur un an en fonction des bases de données et des options stratégiques de régulation technique (import-export et stockage d'électricité, conversions) ou économique (optimisation des coûts sur les marchés de l'électricité, du carbone en fonction des taxes, prix de rachat, etc.) introduites par l'utilisateur. Il optimise le fonctionnement du système construit par l'utilisateur en minimisant les échanges d'électricité et en cherchant la solution de moindre consommation de combustibles. De plus, il inclut l'analyse horaire du *Smart Energy System* complet, incluant les réseaux d'électricité, de chauffage et de froid, de gaz, et l'ensemble des infrastructures (Fig. 1 & 2). EnergyPLAN est actuellement l'un des outils informatiques les plus performants capables de simuler un système 100% renouvelable heure par heure et de l'optimiser pour intégrer les variations des productions renouvelables intermittentes, parallèlement ou conjointement à son analyse économique complète². En libre accès, il est très largement utilisé par les chercheurs de nombreux pays pour simuler des systèmes énergétiques d'échelles très différentes (pays, régions, villes, îles), des technologies (chauffage urbain, réseaux électriques, dessalement, cogénération, déchets, photovoltaïque), des secteurs économiques (transports, industrie, usages de la biomasse agricole) ou effectuer des analyses de cycle de vie³.

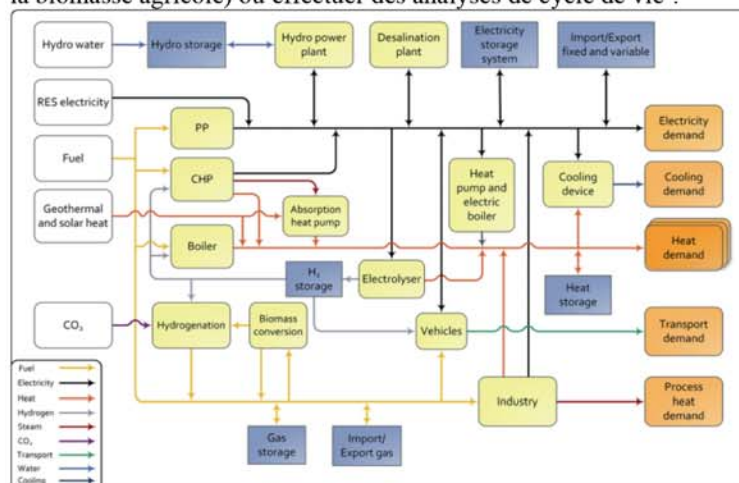


Fig. 1 : schéma général du système énergétique utilisé dans le programme EnergyPLAN (source : <http://www.energyplan.eu>)

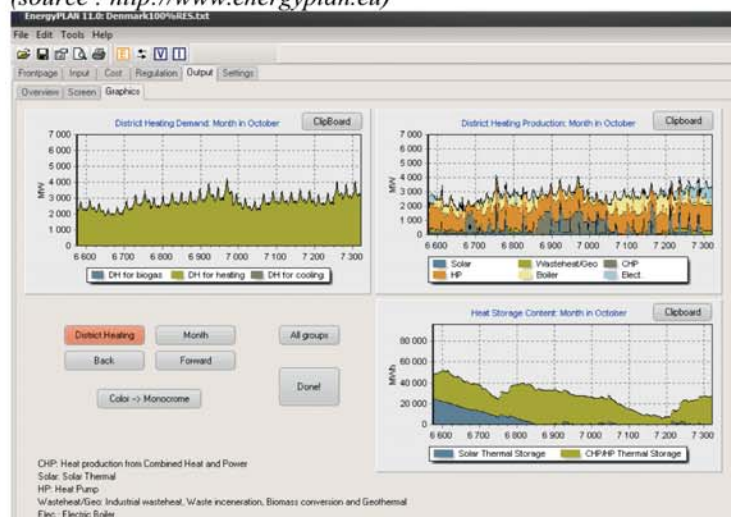


Fig. 2 : exemple de simulation dans EnergyPLAN

¹ EnergyPlan: computer model for energy system analysis, H. Lund, E. Münster, L. Tambjerg, Department of Development and Planning, Aalborg University (2004)

² A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems, D. Connolly, H. Lund, B.V. Mathiesen, M. Leahy, Applied Energy 87 (2010) 1059-1082

³ Reviewing EnergyPLAN simulations and performance indicator applications in EnergyPLAN simulations, P.A. Østergaard, Applied Energy 154 (2015) 921-933

(Encadré 6)

L'impact des mesures proposées par l'IDA sur l'évolution de la *consommation d'énergie primaire du Danemark* par rapport aux prévisions de la tendance du scénario de référence du Ministère de l'Energie est considérable et configure pleinement une première approche d'une transition danoise vers un scénario énergétique 100 % renouvelable (Fig. 30).

Il peut être intéressant de comparer la prévision de l'IDA pour 2015 à la consommation actuelle (derniers chiffres officiels 2014): alors qu'en 2008, la consommation d'énergie primaire danoise s'élevait à 234 TWh, elle est tombée à 201 TWh en 2014, ce qui correspond bien à la trajectoire simulée par l'IDA pour 2015 (196 TWh) et non à celle du scénario BAU de la DEA (228 TWh); de même, la part renouvelable (16,5 % en 2008) a atteint 26,3 % en 2014 (soit +10 %/an), tendancielllement plus proche des 32,2 % prévus par l'IDA que des 23,8 % prévus par la DEA pour 2015. En revanche, si la part du gaz est bien descendue à 16,3 % en 2014 (16,2 % prévu par l'IDA et 20,3 % par la DEA en 2015), celle du charbon (15,5 % en 2014) est restée dans la trajectoire de la DEA 2015 (16 %) et non de l'IDA (9,2 %), ce qui souligne l'importance de l'ajustement de la planification locale et nationale tous les deux ans, telle qu'elle est pratiquée au Danemark.

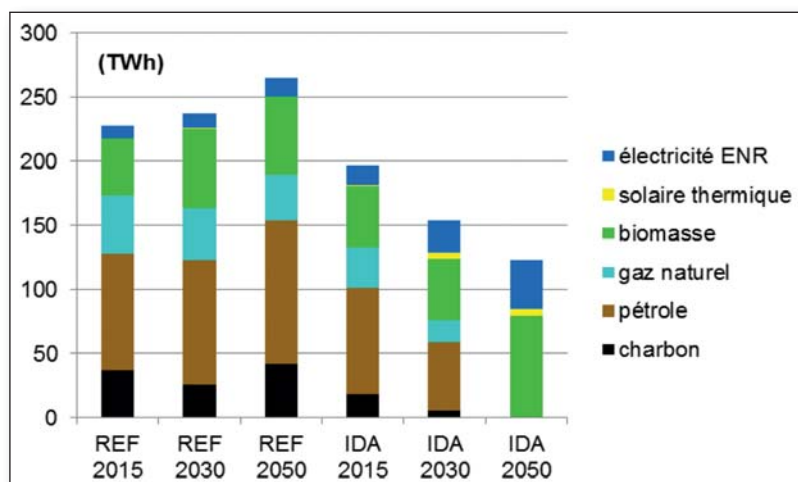


Fig. 30 : consommation d'énergie primaire comparée dans les scénarios Référence et IDA du Danemark

(source : Danish Association of Engineers)

Dans tous les scénarios danois 100 % renouvelables élaborés par la suite, *l'énergie éolienne apparaît comme la source majeure de production d'électricité pour le futur*, et indirectement de chaleur (par pompes à chaleur et stockage d'eau chaude) et d'hydrogène (par électrolyse): dans le scénario IDA de 2009, elle couvrira 63 % de la production électrique en 2050 (42,7 % en 2014, très proche des 48 % prévus par l'IDA, contre 28 % par la DEA pour 2015). La réglementation des énergies renouvelables constitue à cet égard un des piliers essentiels de la planification démocratique danoise (cf. encadré 7).

Une analyse de sensibilité socio-économique⁴⁸ détaillée du scénario IDA 2050 publiée dans la foulée montre qu'il est effectivement possible de réduire de 90 % les émissions de GES d'ici 2050 par rapport à l'année 2000, aviation comprise; les coûts annuels estimés présentent une faible sensibilité du scénario IDA 2050 vis-à-vis du prix du pétrole et du CO₂, contrairement au scénario BAU de la DEA 2050, l'économie pouvant atteindre 38 % en cas de prix élevés. Le gain comparé en termes de coûts de santé publique à l'horizon 2050, de l'ordre de 63 % en faveur du scénario IDA, est encore plus considérable. La création d'emplois nets dans un scénario 100 % renouvelable est évaluée à 15 000, auxquels s'ajoutent 200 000 emplois liés aux exportations supplémentaires de technologies de l'énergie liées aux systèmes renouvelables (en 2014, le Danemark comptait 2,670 millions d'emplois et un taux de chômage corrigé des variations saisonnières de 4,5 %).

48 - 100 % renewable energy systems, climate mitigation and economic growth, B.V. Mathiesen, H. Lund, K. Karlsson, *Applied Energy* 88 (2011) 488-501

La réglementation éolienne danoise au service du contrôle citoyen local

L'appropriation démocratique de la production électrique des éoliennes par les citoyens eux-mêmes, à travers les coopératives, les municipalités et les habitants à leur voisinage est le support et la condition essentiels de la pénétration massive et efficace de l'énergie éolienne au Danemark, encouragé et instauré depuis la promulgation du « Renewable Energy Act » en 2008, à la suite du déclin catastrophique de la période libérale 1999-2006 (cf. 2.4.1). Cette loi encourage et finance l'investissement citoyen dans l'éolien, la propriété citoyenne des éoliennes et la rentabilité financière des projets éoliens ; elle transfère entièrement aux communes l'autorité de planification pour l'implantation des éoliennes terrestres, en conformité avec les objectifs nationaux, et assure l'implication des citoyens, des associations, des autorités locales et des acteurs économiques d'un bout à l'autre du processus².

Elle oblige à ouvrir au moins 20% des parts des installations éoliennes prioritairement aux citoyens habitant à moins de 4,5 km ; n'importe quel citoyen des communes d'implantation peut également acheter des parts en seconde priorité (« purchase option scheme »). Un fond de garantie, abondé par l'opérateur de transport électrique et les compagnies de distribution électrique à travers une obligation de service public, permet de soutenir la création de coopératives locales éoliennes jusqu'à 66000 € par projet pour mener les études préliminaires. Un schéma vert (« green scheme ») collecté par l'opérateur électrique finance la production éolienne auprès des municipalités à raison de 0,54 c€/kWh pendant les premières 22000 h de pleine charge. Un schéma de compensation oblige les porteurs de projets à tenir des réunions publiques pendant la phase initiale, après laquelle des demandes de compensation peuvent être adressées à l'opérateur électrique pour d'éventuelles dépréciations des propriétés proches des éoliennes ; une circulaire (« wind turbine circular ») préconise le regroupement des éoliennes à des distances au moins égales à 4 fois leur hauteur et à au moins 4,5 km d'un autre groupe.

¹ *Evaluation of wind power planing in Denmark – Towards an integrated perspective*, K. Sperling, F. Hvelplund, B.V. Mathiesen, *Energy* 35 (2010) 5443-5454

² *Wind turbines in Denmark*, Danish Energy Agency, novembre 2009

(Encadré 7)

4.2. Simulations des systèmes intégrés 100 % renouvelables

L'impact élevé du scénario 100 % renouvelable de l'IDA 2050 sur la production de biomasse pose cependant problème ; en effet, le potentiel de résidus de biomasse, évalué à 182 PJ/an (4,35 Mtep/an) en 1996, devrait évoluer vers un système biomassique plus productif de 400 PJ/an (9,56 Mtep/an) pour obtenir 285 PJ/an (6,81 Mtep/an) de combustibles, ce qui serait très élevé et peu compatible avec le respect attendu des équilibres écologiques.

La nécessité de combiner efficacement les ressources énergétiques renouvelables du côté production, les modes de consommation du côté demande et de préserver les équilibres écologiques en respectant les contraintes environnementales conduit inévitablement à modifier le scénario initial pour optimiser les systèmes 100 % renouvelables. Dans une première étude spécifique visant à limiter la consommation de biomasse à long terme⁴⁹, les chercheurs du Département de développement et de planification de l'Université d'Aalborg montrent que *le chauffage urbain est le moyen le plus efficace et économique pour substituer un maximum d'énergies renouvelables fluctuantes à une partie de la biomasse*, en combinant les centrales de cogénération, les pompes à chaleur, les rejets thermiques industriels, les doublets géothermiques et les centrales solaires thermiques. La consommation de biomasse peut ainsi être abaissée de 8,6 % en accroissant la production éolienne, en installant une quantité suffisante d'électrolyseurs et de pompes à chaleur, et en substituant une partie des combustibles par l'électricité dans l'industrie, et certaines liaisons aériennes par des liaisons ferroviaires à grande vitesse.

Une comparaison méthodologique⁵⁰ du scénario IDA 2050, du plan « Green Energy⁵¹ » présenté le 28 septembre 2010 par la Commission sur le Changement Climatique missionnée par le Gouvernement danois en 2008 pour éliminer totalement les énergies fossiles et assorti de 40 recommandations pour atteindre cet objectif, et du projet CEESA⁵² (Coherent Energy and Environment System Analysis) élaboré en novembre 2011 par les chercheurs de l'université d'Aalborg permet de mieux cerner les défis posés par l'injection massive d'énergies variables (ou fluctuantes) dans un système énergétique national 100 % renouvelable. Il apparaît que, *si les trois scénarios préconisent l'accroissement de l'énergie éolienne, de la biomasse, le développement de nouvelles technologies dans les transports et une intégration cohérente des différents secteurs énergétiques*, leurs différences résident dans la

49 - *Heating technologies for limiting biomass consumption in 100 % renewable energy systems*, B.V. Mathiesen, H. Lund, D. Connolly, 6th Dubrovnik Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems, Croatia (2011)

50 - *Comparison of future energy scenarios for Denmark: IDA 2050, CEESA, and Climate Commission 2050*, P.S. Kwon, P.A. Østergaard, *Energy* 46 (2012) 275-282

51 - <http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/policy/danish-climate-energy-policy/danish-commission-climate-change-policy/green-energy/green%20energy%20GB%20screen%20Ipage%20v2.pdf>

52 - http://www.ceesa.plan.aau.dk/digitalAssets/114/114433_32603_ceesa_final_report_samlet_02112011.pdf

place faite à certaines technologies futuristes (cultures d'algues dans l'IDA 2050, le piégeage-stockage de carbone dans le plan Green Energy), aux changements de comportement (du véhicule individuel vers les transports publics et du car vers le train dans l'IDA 2050 et le CEESA), à l'utilisation de la biomasse (vers l'agroforesterie et les cultures céréalières dans le CEESA qui s'appuie sur des analyses quantitatives de cycle de vie pour simuler à la fois les impacts des transformations massives de la biomasse et leurs flux heure par heure, quand l'IDA la considère comme un stock annuel) et à l'importance des réseaux intelligents dans l'intégration du système énergétique.

Il en ressort que le projet CEESA (Fig. 31) réduit de 20 % la consommation de biomasse par rapport au scénario IDA 2050 pour une même consommation annuelle d'énergie, grâce à un accroissement de la production éolienne offshore et photovoltaïque. La répartition différente des modalités et des sources d'énergie utilisées dans les transports (35 % d'électricité, 55 % de bio-diméthylester/méthanol, 10 % de DME/méthanol de synthèse dans l'IDA 2050; 22 %, 44 %, 34 % respectivement dans le CEESA) conduit à des consommations d'énergie à la baisse dans ce secteur différentes (123 PJ/an dans l'IDA 2050, 140 PJ/an dans le CEESA, 130 PJ/an dans le plan Green Energy).

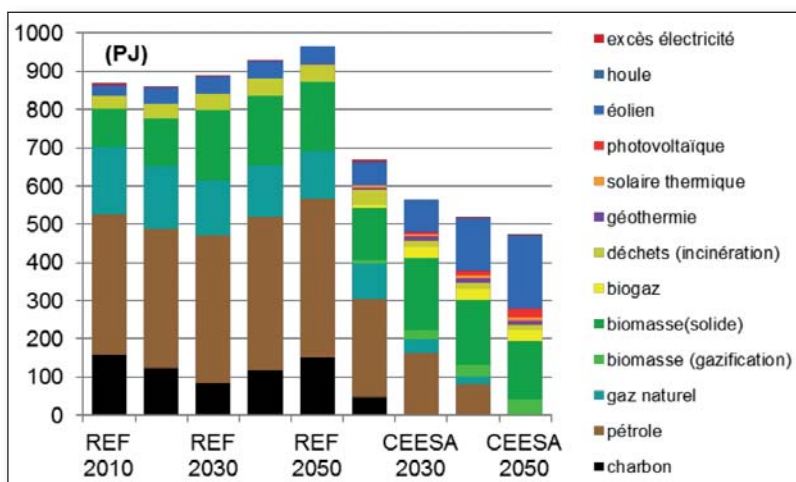


Fig. 31 : évolution de la consommation d'énergie primaire du Danemark dans le projet CEESA

(source : CEESA)

La structure énergétique danoise à l'horizon 2050 proposée dans le projet CEESA est présentée dans le diagramme de Sankey de la Fig. 31.

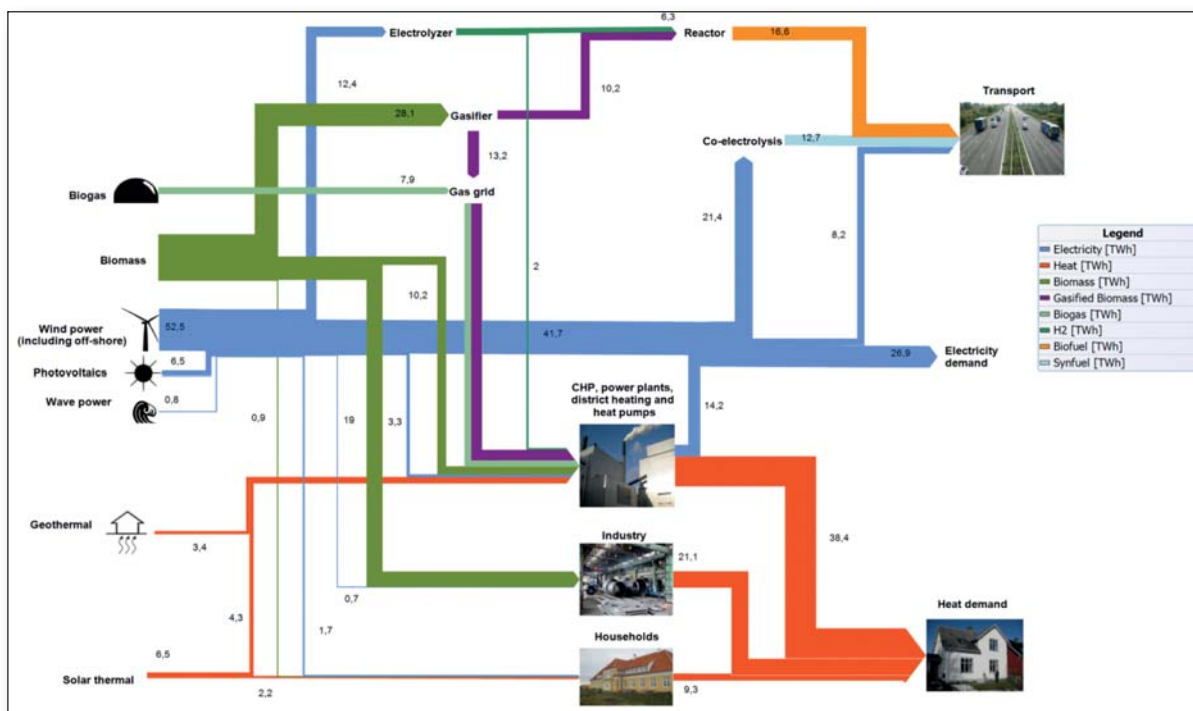


Fig. 32 : diagramme de Sankey du projet CEESA 2050 100 % renouvelable pour le Danemark

(source : CEESA)

Seul le CEESA propose une étude quantitative du futur réseau électrique en se basant sur les simulations par le logiciel DigSILENT PowerFactory du fonctionnement du *Smart Grid électrique pilote de l'île de Bornholm* (cf. encadré 8) pour garantir la stabilité du futur réseau électrique danois et valider les résultats des simulations heure par heure du programme EnergyPLAN. Il confirme le rôle stabilisateur des technologies V2G (*vehicule-to-grid*) permettant d'intégrer davantage de sources intermittentes.

Le projet CEESA aboutit à cette conclusion essentielle: *pour préserver au mieux les ressources de la biomasse de manière soutenable à long terme tout en assurant la conversion de tous les transports à des énergies 100 % renouvelables, il est nécessaire de transformer une part de l'électricité renouvelable en hydrogène convertible en différents combustibles liquides et gazeux stockables.*

Bornholm, l'île laboratoire des Smart Grids renouvelables

En 2007, un groupe de 48 représentants de la communauté de l'île de Bornholm au sud-est du Danemark a lancé le projet « Bright Green Island » de libérer l'île de toute énergie fossile et de la rendre autonome en énergies renouvelables d'ici 2025 en développant avec les entreprises locales et internationales, le DTU (Université Technique du Danemark, Fig. 1) et l'opérateur électrique public Energinet.dk le premier réseau électrique intelligent en mode isolé et/ou interconnecté pour résoudre les problèmes posés par les ruptures fréquentes du câble électrique sous-marin la reliant à la Suède par le passage des bateaux.

Ce projet-test de 21 M€ sur 4 ans de l'EcoGrid-EU européen¹, financé pour moitié par l'UE, permet aujourd'hui d'intégrer massivement les productions éoliennes et photovoltaïques (2009 : éolien 40% ; 2013 : éolien 64%, PV 1%, biomasse 10%) en les absorbant dans un réseau intelligent connecté aux compteurs intelligents qui assurent le report à distance des consommations de 2000 foyers. Côté production, le Smart Grid de 60 kV-10 kV-0,4 kV intègre 36 MW d'éolien, 2 MW de PV, 2 MW de biogaz, 5 unités de cogénération CHP biomasse de 16 MW pour couvrir les pointes de 55 MW ; côté demande, il gère des centres de stockage électrochimiques aux nœuds du réseau, des voitures électriques, des pompes à chaleur, des réfrigérateurs, des micro-CHP et le stock thermique de 5 réseaux de chaleur. Les compteurs intelligents permettent aux utilisateurs de gérer leurs consommations en fonction du marché électrique en temps réel établi toutes les 5 min en fonction du prix journalier négocié par l'opérateur public du réseau, lui-même basé sur les coûts réels des productions connectées.

Divers projets de simulation et de test de fonctionnement du Smart Grid sont menés par l'opérateur Energinet.dk grâce à la plateforme PowerLabDK, en particulier pour tester et valider le rôle de régulation primaire de fréquence et tension du réseau par les stockages actifs par batteries-redresseurs-inverseurs-modulateurs PWM en situation critique de basculement de mode interconnecté → isolé, la régulation secondaire étant effectuée par les unités décentralisées de production. Les résultats² montrent qu'une très petite puissance stockée dans le système actif de batteries suffit à garantir une commande primaire efficace de la fréquence et de la tension du réseau.



Fig. 1 : réplique du centre de contrôle du Smart Grid de Bornholm au DTU de Lyngby près de Copenhague (photo DTU)

En 2013, l'EcoGrid-EU de Bornholm a été qualifié de « réseau le plus intelligent et le plus vert » par l'IEEE Spectrum³.

¹ <http://www.eu-ecogrid.net/ecogrid-eu/the-bornholm-test-site>

² *Frequency stabilizing scheme for a Danish island grid*, S.T. Cha, Q. Wu, J. Østergaard, 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (2012)

³ <http://spectrum.ieee.org/energy/the-smarter-grid/the-smartest-greenest-grid>

(Encadré 7)

4.3. Des Smart Grids au Smart Energy System

Au vu des expériences accumulées par l'opérateur du réseau électrique danois Energinet. dk et des simulations menées par les chercheurs des Universités d'Aalborg et DTU, il apparaît que *la seule solution efficace et économique permettant l'injection massive jusqu'à 100 % d'énergies renouvelables de flux pour éliminer les énergies fossiles (et nucléaire dans le cas français) tout en évitant de recourir à des centrales d'appoint coûteuses est la mise en place d'un système énergétique intelligent (Smart Energy System, SES) intégrant les réseaux intelligents d'électricité, de chaleur, de froid, de gaz et leurs unités de stockage dans une stratégie globale d'économie d'énergie et d'amélioration de l'efficacité énergétique.*

Le système danois présente à cet égard une configuration particulièrement favorable du fait de la prédominance des unités de cogénération (*combined heat and power* CHP) et des réseaux de chaleur (district heating DH), d'un grand réseau national de gaz naturel, et de la forte décentralisation, tant du pouvoir de décision énergétique à l'échelon municipal que des distributeurs publics des réseaux énergétiques et des unités de production renouvelables (éolien, solaire, biomasse, géothermie).

Une revue récente⁵³ des travaux de recherche et d'expérimentation dans ce domaine (en particulier sur le site de l'unité CHP de Skagen⁵⁴ à la pointe nord du Danemark) apporte les conclusions suivantes :

- *priorité doit être accordée aux unités de cogénération connectées aux réseaux d'électricité et de chaleur, et régulées pour produire davantage quand les productions renouvelables intermittentes baissent, et inversement.* En incluant des capacités de stockage thermique correctement dimensionnées dans ces unités, on peut injecter jusqu'à 20 % de sources renouvelables variables (ou fluctuantes) sans perte d'efficacité globale du système ;
- *ajouter des pompes à chaleur et des stockages thermiques aux unités de cogénération et aux réseaux de chaleur* permet d'intégrer jusqu'à 40 % de sources renouvelables intermittentes sans baisse d'efficacité globale ;
- *l'électricité doit être utilisée dans le secteur des transports*, directement (trains, tramways, bus et véhicules électriques) et indirectement pour la production de combustibles gazeux par électrolyse (hydrogène, méthane par méthanation) et liquides (méthanol, DME).

Une nouvelle génération de réseaux de chaleur⁵⁵ intégrés aux Smart Energy Systems (SES) doit être mise en place dès maintenant, pour inclure les bâtiments basse consommation (< 25 kWh. m⁻².an⁻¹, planchers chauffants BT, planchers solaires directs⁵⁶) et les sources basse température (30-70 °C) des rejets industriels, des centrales géothermiques BT, des centrales solaires à stockage saisonnier, échangeant leurs productions et consommations, en synergie totale avec les CHP et Smart Electricity Grid (SEG).

La recherche de la meilleure efficacité des futurs SES conduit à calculer l'impact sur cette efficacité de l'introduction progressive dans un système traditionnel des technologies efficaces (CHP, DH) puis de l'injection croissante des énergies renouvelables variables puis de la fusion progressive des réseaux intelligents séparés en un seul système d'énergie intelligent⁵⁷ :

- schématiquement, comparé aux systèmes traditionnels (centrales électriques thermiques classiques) de faibles efficacités {(a) chauffage électrique : 57,8 % ; (b) chaudières à énergie fossile : 75,2 %}, un système moderne intégré {(c) cogénération CHP, pompes à chaleur} présente une grande efficacité, qui peut atteindre 99,0 % (Fig. 33) ;

53 - *From electricity smart grids to smart energy systems – A market operation based approach and understanding*, H. Lund, A.N. Andersen, P.A. Østergaard, B.V. Mathiesen, D. Connolly, *Energy* 42 (2012) 96-102

54 - <http://www.cospp.com/articles/print/volume-14/issue-5/features/smart-power-generation-for-a-changing-world.html>

55 - *4th Generation District Heating – Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems*, H. Lund, S. Werner, R. Wiltshire, S. Svendsen, J.E. Thorsen, F. Hvelplund, B.V. Mathiesen, *Energy* 68 (2014) 1-11

56 - *Plancher solaire direct mixte à double réseau en habitat bioclimatique – Conception et bilan thermique réel*, T. de Larochelambert, *Revue Générale de Thermique* 34 n°408 (1995) 769-786

57 - *Smart Energy Systems for coherent 100 % renewable energy and transport solutions*, B.V. Mathiesen, H. Lund, D. Connolly, H. Wenzel, P.A. Østergaard, B. Möller, S. Nielsen, I. Ridjan, P. Karnøe, K. Sperling, F. Hvelplund, *Applied Energy* 145 (2015) 139-154

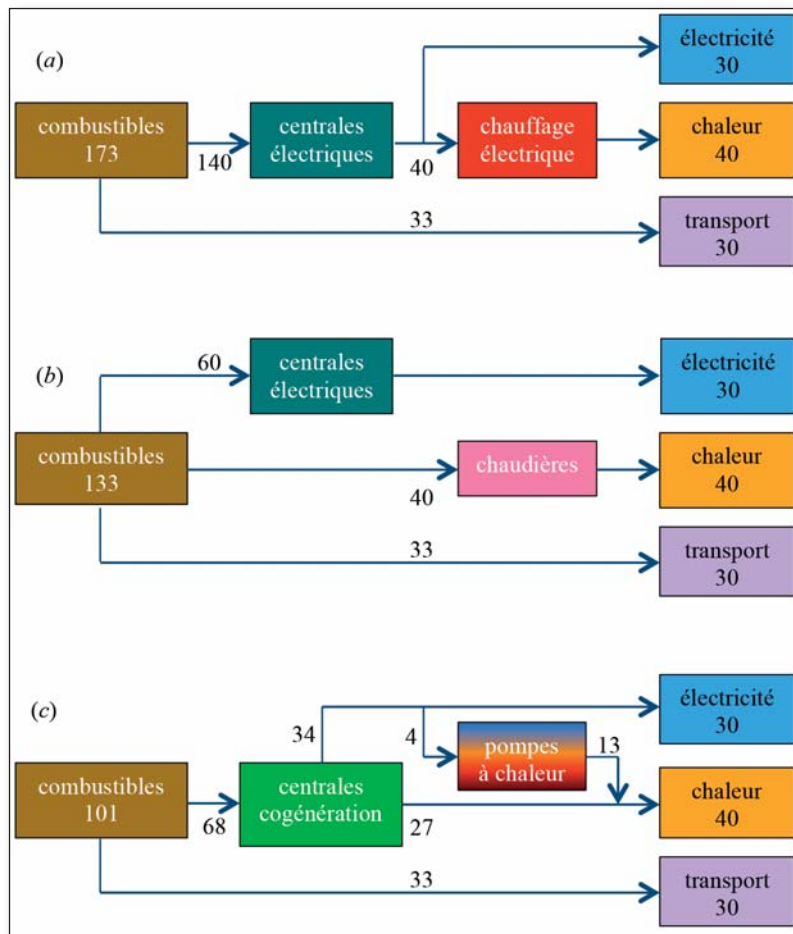


Fig. 33 : diagrammes énergétiques (a) chauffage électrique ; (b) chaudières ; (c) intégrée
(source : Université d'Aalborg, Danemark)

- à court terme, dans la phase d'intégration des énergies renouvelables, les grandes pompes à chaleur dans les CHP et les batteries de stockage fixe dans des installations auxiliaires de stabilisation du réseau doivent être généralisées, car elles sont beaucoup plus efficaces que les piles à combustibles à hydrogène produit par électrolyse et que les véhicules électriques ;
- les électrolyseurs doivent ensuite être largement implantés dans la phase d'injection massive (au-delà de 50 %) des énergies renouvelables pour la production d'hydrogène et sa conversion en combustibles stockables (mais pas pour la production d'électricité, chère et peu efficace) ;
- les réseaux de chaleur peuvent couvrir une grande partie des besoins en chauffage, selon la répartition de l'habitat des pays et régions (entre 36 et 73 % au Danemark) ;
- la demande de chaleur peut être réduite d'environ 50 % en Europe ;
- au-delà de 50 % d'électricité renouvelable, la moitié des transports individuels doit pouvoir être assurée par véhicules électriques et hybrides efficaces (éviter les modèles présentant une mauvaise tenue de charge des batteries !) plutôt que des véhicules à piles à combustibles car les pertes sont trop élevées⁵⁸ ;
- 50 % de la demande d'énergie dans le secteur des transports doivent pouvoir être couverts par l'électricité, 50 % par les combustibles renouvelables écologiques produits à partir d'hydrogène d'électrolyse, du recyclage de CO₂ issu des CHP et DH, de la gazéification de biomasse, etc. ;
- grâce à l'intégration massive, au stockage et à la conversion en combustibles de l'électricité renouvelable dans les réseaux combinés intelligents à long terme, la part d'unités de production électrique décentralisée non variable et ajustable (cycles combinés en cogénération turbine à gaz – turbine à vapeur de haut rendement, piles à combustibles SOFC) est réduite à 10-20 % seulement de la production électrique ;
- le réseau de gaz naturel est appelé à jouer un rôle-clé dans la période de transition énergétique en y injectant le biogaz et une grande partie de l'énergie électrique intermittente en excès convertie en hydrogène par électrolyse (jusqu'à 20 % maximum) et en méthane dans des réacteurs de méthanation⁵⁹ (avec récupération annexe de cha-

58 - Comparative analyses of seven technologies to facilitate the integration of fluctuating renewable energy sources, IET Renewable Power Generation 2009/63:190-204

59 - Un modèle d'approche systémique de la transition énergétique : la méthanation, M. Jedliczka, Global Chance 38 (2004) 10-17

leur dans les réseaux de chaleur). Les capacités actuelles de stockage du Danemark sont d'ores et déjà le double des capacités requises à long terme dans un SES 100 % renouvelable et permettent de couvrir entièrement les pics de consommation de gaz à long terme. Elles représentent un moyen économique de stocker les énergies renouvelables intermittentes en excès et donc d'éliminer pratiquement ces derniers totalement sans recourir à un stockage coûteux d'électricité. Différents projets⁶⁰ impliquant le DTU (Université technique du Danemark) et des entreprises danoises sont actuellement en cours de développement au Danemark.

La structure du Smart Energy System ainsi obtenue est bien représentée par le schéma général de la Fig. 1 de l'encadré 6, conduisant à un diagramme énergétique typique comparable à celui de la Fig. 30.

4.4. La mise en place du Smart Grid au Danemark

Depuis la décision nationale d'éliminer toute utilisation des énergies fossiles au Danemark à l'horizon 2050 (cf. 2.6), l'opérateur énergétique public danois *Energinet.dk*, qui gère et planifie la structure du réseau d'électricité et de gaz, prend en charge la mise en œuvre de la feuille de route vers, d'une part les *Smart Electricity Grids* et l'*intégration massive des énergies renouvelables intermittentes* à court terme, d'autre part vers le futur *Smart Energy System* dont il a pour mission de concevoir l'organisation technique générale et de tracer les étapes de la création, en collaboration avec les chercheurs des Universités danoises et les organismes similaires européens.

Le réseau « *Smart Grid Network* » créé en 2010 par le Ministère Danois pour le Climat et l'Energie publie en 2011 un rapport⁶¹ contenant 9 recommandations-clés et 35 recommandations partielles spécifiques (Fig. 34) pour installer le Smart Grid au Danemark, avec un rappel à l'évidence : « *Il sera plus efficace économiquement de réduire le besoin d'extension des réseaux de distribution en garantissant l'ajustement d'une partie des usages électriques à la production variable d'énergie renouvelable* ».



Fig. 34: recommandations du Smart Grid Network

(source : Danish Ministry of Climate, Energy and Building)

60 - Global screening of projects and technologies for Power-to-Gas and Bio-SNG – A reference report, H. Iskov, N.B. Rasmussen, Danish Gas Technology Center, November 2013

61 - Main Report - The Smart Grid Network's recommendations, Danish Ministry of Climate, Energy and Building, octobre 2011

Les recommandations-clés portent d'abord sur l'organisation économique et commerciale des investissements, de la distribution et de la vente d'électricité du SEG (clés 1 à 3) ; ensuite, sur la structure physique nécessaire du SEG (clés 4 à 6) ; enfin sur les services aux futurs consommateurs-producteurs (clés 7 à 9).

En particulier, la clé 7 « *Recherche et développement comme générateurs de la croissance verte* » recommande l'élaboration commune d'une vision et d'une feuille de route par les institutions de recherche, les opérateurs d'énergie et les industries pour maintenir et renforcer la position de leader du Smart Grid du Danemark.

C'est précisément ce à quoi s'emploie Energinet.dk dans une première feuille de route⁶² élaborée en 2012 en développant plus particulièrement les trois recommandations qui concernent directement :

- le *concept de flexibilité du SEG (smart Electricity Grid)* (R 22) : d'un côté, les producteurs devront adapter les productions flexibles (CHP, DH) à la disponibilité des énergies renouvelables variables et des stocks ; de l'autre les consommateurs (qui seront aussi de plus en plus auto-producteurs) devront adapter leurs consommations flexibles (pompes à chaleur, machines à laver) et leurs stocks (voitures électriques, réservoirs d'eau chaude) aux disponibilités de puissance renouvelable variable, dans le but d'éviter les investissements inutiles et coûteux dans l'extension des lignes de transmission (Fig. 35). La flexibilité du SEG est activée par deux mécanismes : le « *signal prix* » (tarifs réseaux variables pour les producteurs, prix du kWh pour le consommateur) devant inciter les producteurs à planifier et ajuster leurs productions, et les consommateurs à différer correctement leurs grosses consommations flexibles ; les « *produits de flexibilité* », services pré-organisés spécifiques d'ajustement de production et de consommation, activés par les compagnies du SEG et/ou Energinet.dk pour un prix agréé. Il est clairement dit que le « *signal prix* » n'est pas suffisant en soi pour garantir la réponse flexible à l'avance, ce qui nécessite l'agrément des « *produits de flexibilité* » pour que les besoins de flexibilité soient assurés physiquement à tout instant. Dans ce concept, les compagnies du réseau électrique ne sont pas en contact direct avec les clients, la flexibilité étant gérée par contrat avec les acteurs commerciaux (vendeurs de services électriques) ;
- le *modèle informatif pour la communication des données* (R 23) : au vu de la quantité énorme de données bidirectionnelles à collecter, transmettre et utiliser à travers le SEG, il est crucial qu'une infrastructure pleinement opérationnelle des technologies de l'information soit mise en place, avec des standards internationaux pour le pilotage des appareils ;
- la *feuille de route de mise en place du SEG* (R 24) : comparé à l'extension traditionnelle du réseau existant, le Smart Grid est le moyen le plus efficace sur le plan socio-économique pour relever les futurs défis énergétiques. Il faut pour cela supprimer les deux barrières actuelles que sont la régulation existante, incompatible avec les compagnies d'électricité (environ 70 régies, pour la plupart coopératives ou municipales) utilisant les technologies intelligentes, et l'absence d'option réelle pour ces compagnies d'utiliser le « *signal prix* » pour activer la flexibilité chez leurs clients. Un calendrier de mesures techniques, économiques et commerciales précises est détaillé pour cette mise en place de 2013 à 2019, dont la préconisation de nouveaux outils de planification et de développement, l'installation de compteurs intelligents et de hubs compatibles avec un ajustement horaire par les petits utilisateurs, l'établissement de mesures et de contrôle automatique, l'instauration de tarifs variables, les normes de communication des technologies d'information, etc. La structure commerciale du Smart Grid s'articule autour des « *responsables de l'équilibre du réseau* » devant fournir le courant et garantir sa qualité (stabilité de tension et fréquence), des fournisseurs d'électricité et des « *agrégateurs* » qui, d'un côté, gèrent la flexibilité au détail en offrant des solutions intéressantes aux clients, et, d'un autre côté, rassemble un volume suffisamment large de flexibilité individuelle pour procurer et activer des services de flexibilité sur le marché de gros (un « *agrégateur* » peut aussi bien être une entreprise commerciale qu'un responsable de l'équilibre du réseau).

62 - *Smart grid in Denmark 2.0, Implementation of three key recommendations from the smart grid network, Energinet.dk, Danish Energy Association, octobre 2012*

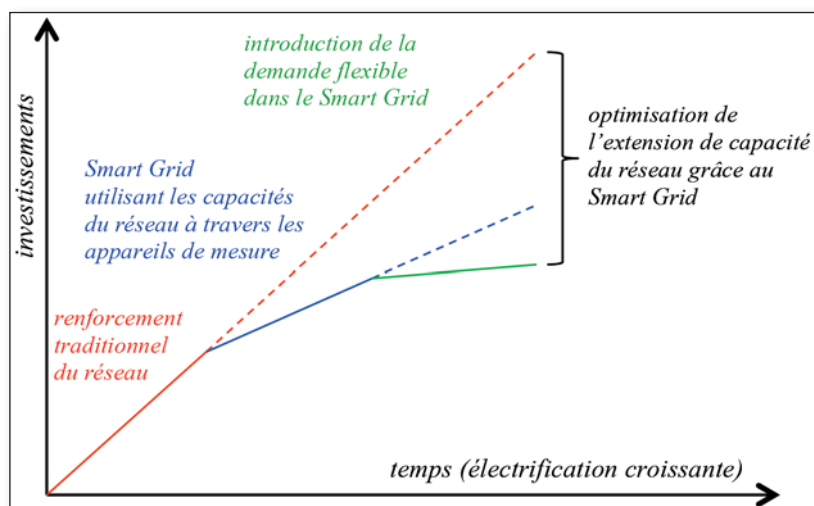


Fig. 35 : recommandation 2 – l’installation précoce du Smart Grid réduit les investissements

(source : Danish Ministry of Climate, Energy and Building)

Cependant, comme le souligne *Energinet.dk*, « le marché ne résout pas tout » : la sécurité et la stabilité du réseau, ainsi que la prévention de pannes de secteurs ou de situations critiques rend nécessaire l’imposition par l’opérateur énergétique public *Energinet.dk* de mesures techniques de régulation amont et aval aux producteurs et aux consommateurs, qui ne relèvent pas des marchés.

Le coût brut estimé par *Energinet.dk* pour la mise en place du Smart Grid d’ici 2025 est de 9,8 GDKK (1,3 G€), auquel il faut retrancher 8,2 GDKK (1,1 G€) de bénéfices socio-économiques attendus (moins de pollution, moins de gaspillage, meilleure santé de la population, création d’emplois verts, etc.), soit un coût net de 1,6 GDKK (0,21 G€), alors que la simple continuation de l’extension du réseau traditionnel coûterait 7,7 GDKK (1,03 G€), sans aucun bénéfice socio-économique⁶³.

Aujourd’hui, la plupart des foyers danois sont équipés de compteurs intelligents.

4.5. La mise en place stratégique du Smart Energy System danois

La stratégie intégrative de l’opérateur public danois de l’électricité, du gaz et des énergies renouvelables *Energinet.dk* vise dès à présent l’installation du Smart Energy System (SES)⁶⁴ au Danemark : « La transition de l’approvisionnement énergétique danois vers les énergies renouvelables va impliquer qu’une part significativement plus élevée de la production énergétique est fournie à travers le système électrique. Les autres secteurs énergétiques du système (gaz, chaleur, transports) doivent dans une proportion croissante interagir avec le système électrique. Par exemple, le réseau de gaz peut être utilisé pour stocker de grandes quantités d’énergie. Cela renforce la nécessité d’une coordination interdisciplinaire et une analyse objective qui étudie les conséquences et les possibilités d’un développement dans une perspective de long terme cohérente et internationale. Cela procurera les fondations professionnelles les plus solides pour une transition verte économiquement viable.

Il est possible d’organiser un système énergétique capable de soutenir l’objectif d’un approvisionnement énergétique soutenable. Ce n’est pas une tâche aisée ni triviale, et elle ne peut être résolue que par ces changements étendus. Selon *Energinet.dk*, la transition est plus efficace par intégration des réseaux énergétiques et des frontières et par l’utilisation de solutions basées sur les marchés qui récompensent la flexibilité et augmentent la compétitivité. L’injection de très grandes quantités d’énergie renouvelable sera possible en étendant l’infrastructure à temps, en intégrant les systèmes de production et en développant des modèles d’actualisation des marchés ».

Energinet.dk est d’ores et déjà en passe d’intégrer au moins 50 % d’électricité éolienne par an dans le réseau électrique danois en 2020 (42,7 % en 2014), ce qui rend d’autant plus pertinente l’analyse précédente et urgente la transition vers l’intégration du SES.

D’où l’intérêt des études prospectives les plus récentes de l’opérateur énergétique danois pour éclairer sa vision stratégique à moyen et long terme pour le Danemark, mais aussi pour les pays européens, et en particulier la France : la dernière analyse⁶⁵ produite par *Energinet.dk* sur « Concept Energy 2030 » apporte des réponses pragmatiques et propose des mesures réalistes pour paver le chemin du Danemark vers un SES 100 % renouvelable à l’horizon 2050.

⁶³ - Smart Grid in Denmark, *Energinet.dk* (2010)

⁶⁴ - Integration – Strategy plan 2014, *Energinet.dk*

⁶⁵ - Energy Concept 2030 – Summary. An analysis of concepts and development paths to sustain a competitive and strong RE-based energy system, *Energinet.dk*, mai 2015

Dans cette analyse, le processus de transition visant à assurer l'objectif officiel du pays de couvrir 100 % de sa consommation d'électricité et de chaleur (hors transports) par les énergies renouvelables est évalué et son coût chiffré. Plus précisément :

- le rapport met en avant les mesures d'efficacité pouvant réduire de 15 à 25 % les besoins en capacités éoliennes sans utilisation supplémentaire de biomasse en améliorant l'utilisation du potentiel éolien terrestre au-delà de 3,5 GW et en réduisant le recours à l'éolien offshore, plus coûteux ;
- il suggère de *combiner la flexibilité de consommation d'électricité* (report automatisé) et *l'intégration au marché international d'électricité* à plus de 500 km autour du Danemark, ce qui permettrait de réduire de 25 à 35 % les besoins en capacités d'appoint ;
- le coût actuel de transformation du biogaz en gaz naturel étant relativement élevé (Fig. 36), une transition *progressive* de la biomasse et des déchets (actuellement utilisés pour la production de chaleur) vers la production de carburants est indispensable en termes de compétitivité, en même temps qu'une forte réduction de la consommation de carburants entre 2013 et 2035 puis 2050 par le biais de l'électricité. La conversion ultérieure des gaz renouvelables (biogaz, hydrogène) en carburants liquide dépendra de l'évolution des besoins et modes de transport ;

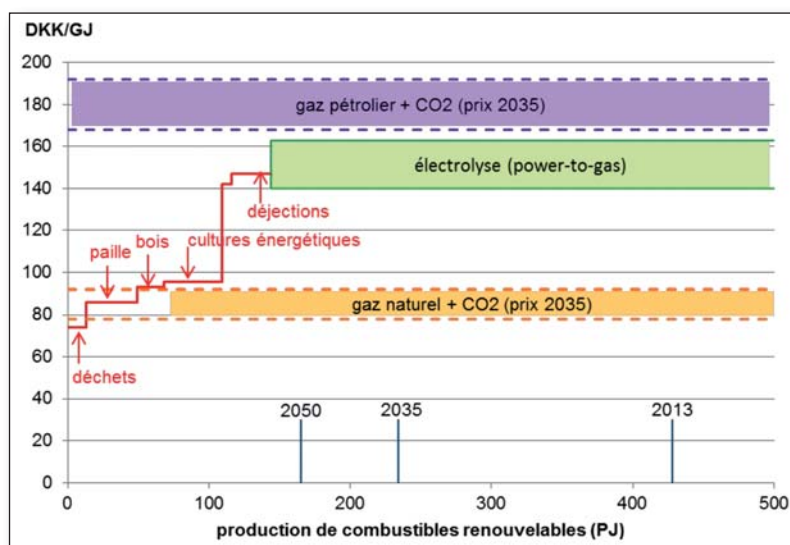


Fig. 36 : coûts moyens d'investissement à long terme de production de combustibles renouvelables au Danemark
(source : Energinet.dk)

- minimisation des CHP à biomasse et déchets utilisées en base, la sécurité en approvisionnement électrique devant être assurée par *l'interconnexion du réseau de transport électrique danois avec le réseau Nordique* et par quelques centrales d'appoint ;
- remplacement des chaudières par des pompes à chaleur, y compris pour les chauffages industriels ;
- utilisation de la chaleur de gazéification de la biomasse et des installations d'électrolyse power-to-gas (SOEC/SOFC) pour le procédés industriels de haute température ;
- utilisation directe du biogaz dans des *réseaux locaux de gaz renouvelables* {biogaz, hydrogène, gaz de synthèse} connectés au réseau de gaz naturel sans le transformer en méthane (trop coûteux pour l'instant) ;
- la combinaison {cogénération CHP + pompes à chaleur + stockage thermique} offre un découplage important entre prix de l'électricité et prix de la chaleur ;
- le Smart Energy System (intégration des réseaux décentralisés d'électricité, de chaleur-froid, de gaz et des stockages) est capable d'assurer *la robustesse, la compétitivité et la stabilité* vis-à-vis des prix des ressources et de l'énergie, autant que *l'indépendance du pays* ;
- le potentiel éolien terrestre peut assurer une part importante de l'expansion de l'énergie éolienne au Danemark (3 à 5 fois la production actuelle) à un prix beaucoup plus avantageux que l'éolien offshore. L'analyse des coûts actualisés de l'énergie⁶⁶ (LCOE) montre que l'éolien est l'énergie la plus compétitive aujourd'hui au Danemark pour toute nouvelle capacité de production électrique (éolien onshore : 44 €/MWh ; éolien offshore : 80 €/MWh ; photovoltaïque : 78 €/MWh ; CHP bois : 106 €/MWh ; CHP charbon : 77 €/MWh ; CHP gaz naturel :

66 - The Danish energy model - Innovative, Efficient and Sustainable, Danish Energy Agency (2015)

81 €/MWh). Cette analyse est confortée par des analyses récentes des coûts éoliens danois dans le marché de l'électricité européen⁶⁷ ;

- en combinaison avec l'*interconnexion*, le SES peut stocker l'énergie nécessaire pour équilibrer les variations de puissance éolienne et photovoltaïque dès 2025 ; les véhicules électriques et hybrides permettent d'éliminer efficacement et rapidement les carburants fossiles, en particulier diesel ; le stockage électrique de court terme aux sous-stations de connexion et dans les cars et voitures électriques, largement testé au Danemark⁶⁸, est un des outils secondaires de stabilisation du SES intégrant une grande puissance renouvelable intermittente ; le stockage thermique dans les CHP connectées aux réseaux de chaleur est essentiel ;
- dès 2035, la flexibilité des consommations peut fournir pendant 95 % du temps la capacité de régulation de puissance nécessaire à l'échelle de l'heure.

L'opérateur *Energinet.dk* joue par ailleurs un rôle essentiel dans l'articulation entre la planification énergétique nationale et les projets locaux d'investissement et d'aménagement touchant à la production d'énergie (éoliennes, panneaux photovoltaïques, unités de biogaz, unités locales de cogénération, réseaux de chaleur-froid, stockage, etc.) et à ses utilisations (transports collectifs, réseaux de chaleur et d'électricité locaux, réseaux de gaz locaux, écoquartiers, rénovation de bâtiments, nouveaux bâtiments, aménagement urbain, voies routières, cyclables et piétonnières, etc.). Il fournit l'assistance technique et stratégique à ces projets, en leur permettant d'analyser les bénéfices de l'intégration des systèmes énergétiques et en favorisant le développement des pompes à chaleur, des véhicules électriques, etc. *Energinet.dk* est également l'autorité publique qui étudie et valide les nouvelles capacités électriques locales et nationales en cohérence avec le scénario énergétique national.

Il reste cependant à *mieux coordonner les projets de planification énergétique municipaux avec le plan énergétique national* pour accroître l'efficacité de la transition vers un système énergétique débarrassé des énergies fossiles⁶⁹. Il faut souligner à cet égard le rôle essentiel de la *grande qualité des statistiques et des données nationales danoises, et la remarquable accessibilité générale et hautement démocratique des citoyens danois aux informations, aux statistiques nationales et locales, aux rapports, aux études et aux projets dans tous les domaines de la vie publique danoise*.

5. Conclusion

La planification énergétique du Danemark constitue aujourd'hui *un réel modèle démocratique de transition énergétique moderne pour l'Europe*. Elle concilie de manière remarquablement équilibrée les exigences *politiques de démocratie participative moderne, de souveraineté populaire avec le rôle protecteur, social et égalitaire d'un État moderne fort*. Elle garantit une *évolution progressive et démocratiquement contrôlée de la société vers un système écologiquement soutenable à long terme, énergétiquement efficace, économiquement compétitif et politiquement équilibré entre les échelles locales et nationale*.

Elle montre aussi la *nécessité d'une étroite articulation entre décentralisation et centralisation* pour garantir la cohérence du système global dans une *vision holistique d'intégration des critères écologiques, énergétiques, sociaux et économiques* ; c'est en soi un projet politique de société où l'État joue pleinement son rôle d'harmonisation, de stimulation et d'institutionnalisation des outils de planification.

La mise en place du Smart Energy System est la réponse efficace des sociétés modernes confrontées aux défis climatiques, écologiques, énergétiques et donc politiques des décennies et des siècles à venir, éliminant les risques du recours aux énergies fossiles et nucléaire.

67 - *System and market integration of wind power in Denmark*, H. Lund, F. Hveplund, P.A. Østergaard, B. Möller, B.V. Mathiesen, P. Karnøe, A.N. Andersen, P.E. Morthorst, K. Karlsson, M. Münster, J. Munksgaard, H. Wenzel, *Energy Strategy Review* 1 (2013) 143-156

68 - *Electricity Storage Technologies for Short Term Power System Services at Transmission Level – Report for ForskEl Project 10426*, Danish Technological Institute, October 2010

69 - *Centralisation and decentralisation in strategic municipal energy planning in Denmark*, K. Sperling, F. Hveplund, B.V. Mathiesen, *Energy Policy* 39 (2011) 1338-1351