

LE COUPLAGE INTERSECTORIEL INTEGRÉ

au cœur des Systèmes Énergétiques Renouvelables Intelligents

mars 2023

THIERRY DE LAROCHELAMBERT¹

Professeur & Chercheur émérite associé à l'Institut FEMTO-ST (CNRS -UMR 6174),

Département ENERGIE (Pôle de Recherche « Dispositifs magnéto-caloriques »)²

Chaire Supérieure de Physique et Chimie

Docteur en Energétique

Membre de Global Chance

« Chaque génération, sans doute, se croit vouée à refaire le monde. La mienne sait pourtant qu'elle ne le refera pas. Mais sa tâche est peut-être plus grande. Elle consiste à empêcher que le monde ne se défasse ». Albert Camus – Discours de Suède, 1957



RÉSUMÉ

L'évolution des pays les plus avancés dans leur transition énergétique vers la « neutralité carbone » d'ici à 2050 est caractérisée par une modernisation générale de leurs structures énergétiques vers des **systèmes énergétiques renouvelables intelligents (SERI)** beaucoup plus efficaces : **production massifiée des énergies renouvelables locales** ; modes de production, de conversion, de stockage et de régulation très performants des énergies (thermiques, électriques, gazières) ; **fort couplage intersectoriel automatisé des réseaux énergétiques décentralisés (électricité, chaleur-froid, gaz), des mobilités propres et efficaces, ainsi que des stockages multi-énergies et multi-échelles.**

Le retour d'expérience de ces pays montre que l'injection majoritaire des énergies renouvelables dans le mix énergétique non seulement ne pose aucun problème de stabilité et de sécurité des réseaux (en particulier électriques) mais au contraire participe à leur stabilisation et à la sécurisation des approvisionnements énergétiques, à l'augmentation de l'efficacité générale du mix énergétique, de l'indépendance énergétique, de la balance économique et commerciale, tout en permettant la diminution rapide des émissions de gaz à effet de serre (GES), des pollutions, des consommations d'énergie fossile et l'amélioration des milieux naturels.

Le retard considérable pris par la France dans cette direction demande **une priorité absolue aux investissements immédiats et massifs vers le nécessaire déploiement combiné de ces SERI, adossés à une sobriété soutenable.**

INTRODUCTION

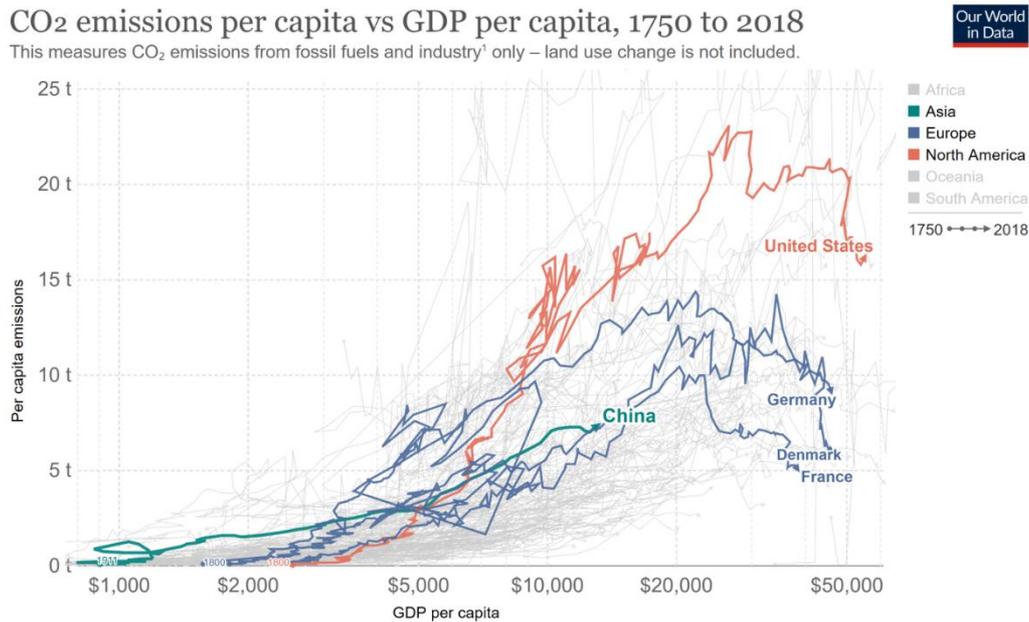
Sans une méthode de planification scientifique éprouvée, l'évaluation des besoins réels de la France aux horizons 2030 et 2050 reste toujours un exercice périlleux et quelque peu hasardeux lorsque l'on regarde les évolutions passées et les tensions actuelles. Cependant, une prospective rigoureuse basée sur les apprentissages des systèmes énergétiques et sur les *certitudes scientifiques acquises sur l'accélération du réchauffement climatique et de la perte de biodiversité en cours* est à même de garantir une réelle solidité des trajectoires énergétiques souhaitables^{1,2}.

Au cours du 20^{ème} siècle et surtout de ce début du 21^{ème} siècle, *les pays technologiquement avancés ont démenti les prévisions tendanciennes antérieures du couplage croissance-émissions de gaz à effet de serre* qui ne tenaient pas compte des progrès rapides et immenses dans l'efficacité des dispositifs de production, de contrôle-commande, d'utilisation et de stockage des différentes technologies énergétiques, ni des ruptures technologiques par essence imprévisibles et de la prise en compte des contraintes climatiques et environnementales, des tensions géopolitiques et écologiques sur les matériaux.

¹ courriel : thierry.larochelambert@femto-st.fr

² www.femto-st.fr/fr

Il en a résulté en particulier un découplage^{3,4} de plus en plus marqué et caractéristique entre les émissions internes et importées des GES et la croissance économique de ces pays, traditionnellement mesurée par leur produit intérieur brut (PIB), caractérisant leur activité économique générale, à côté d'autres indicateurs écologiques et socio-économiques (Fig.1).



Source: Our World in Data based on the Global Carbon Project; Maddison Project Database 2020 (Bolt and van Zanden, 2020)
 Note: GDP figures are adjusted for inflation.
 OurWorldInData.org/co2-and-other-greenhouse-gas-emissions/ • CC BY

Fig. 1

1. Fossil emissions: Fossil emissions measure the quantity of carbon dioxide (CO₂) emitted from the burning of fossil fuels, and directly from industrial processes such as cement and steel production. Fossil CO₂ includes emissions from coal, oil, gas, flaring, cement, steel, and other industrial processes. Fossil emissions do not include land use change, deforestation, soils, or vegetation.

On constate ainsi que l'intensité énergétique (IE) de ces pays est en baisse constante depuis près de deux décennies, grâce aux gains d'efficacité énergétique réalisés, ainsi que leur taux d'émissions de GES par unité de PIB. Cependant, les études internationales⁵ montrent que, pour être absolu, le découplage croissance-émissions doit être complété par une véritable politique de sobriété en énergie et matériaux.

Les trajectoires les plus pertinentes à prendre en compte pour la France et l'Europe dans les décennies à venir à l'horizon 2050 seront donc probablement caractérisées par une baisse rapide de leurs consommations énergétiques absolues et de leurs émissions de GES, d'autant plus rapides et prononcées qu'elles prendront le chemin de l'efficacité, de la sobriété comportementale et structurelle et des **Systèmes Énergétiques Renouvelables Intelligents (SERI)**⁶.

Ces constatations montrent qu'une croissance économique *écologiquement et socialement vertueuse* de l'Europe et des autres continents peut être envisagée, pour peu qu'elle soit fondée : i) sur l'élimination la plus complète possible des combustibles fossiles et des gaspillages d'énergie et de ressources en eau et matériaux ; ii) sur l'utilisation rationnelle et efficace des immenses quantités d'énergies renouvelables (EnR) gratuites qui irriguent en permanence nos territoires ; iii) sur une politique de sobriété responsable et pertinente de tous les acteurs socio-économiques, basée sur les infrastructures et les comportements. En particulier, la *décarbonation complète du secteur industriel* est possible avant 2050, mais elle suppose que tous les investissements soient durables à partir de 2030 et que l'électricité du réseau soit entièrement décarbonée⁷.

Au vu de l'évolution des pays les plus avancés dans une réelle décarbonation de leur économie (consommations, productions, équipements de biens, de chaleur, de froid, d'électricité, de combustibles), la question se pose de la pertinence des choix d'investissements structurels en France, en particulier de la construction ou non de réacteurs nucléaires supplémentaires, au regard de l'efficacité remarquable des SERI. En particulier, le rôle de l'énergie nucléaire en France dans l'accompagnement de cette transition peut alors être examiné en toute objectivité, en dehors de toute représentation dogmatique pro- ou anti-nucléaire, en tenant compte de ses propres caractéristiques de fonctionnement, de vieillissement, de coûts, de durée d'installation et de service, mais aussi de divers risques de sécurité, d'approvisionnement et de vulnérabilité climatique, en comparaison des SERI.

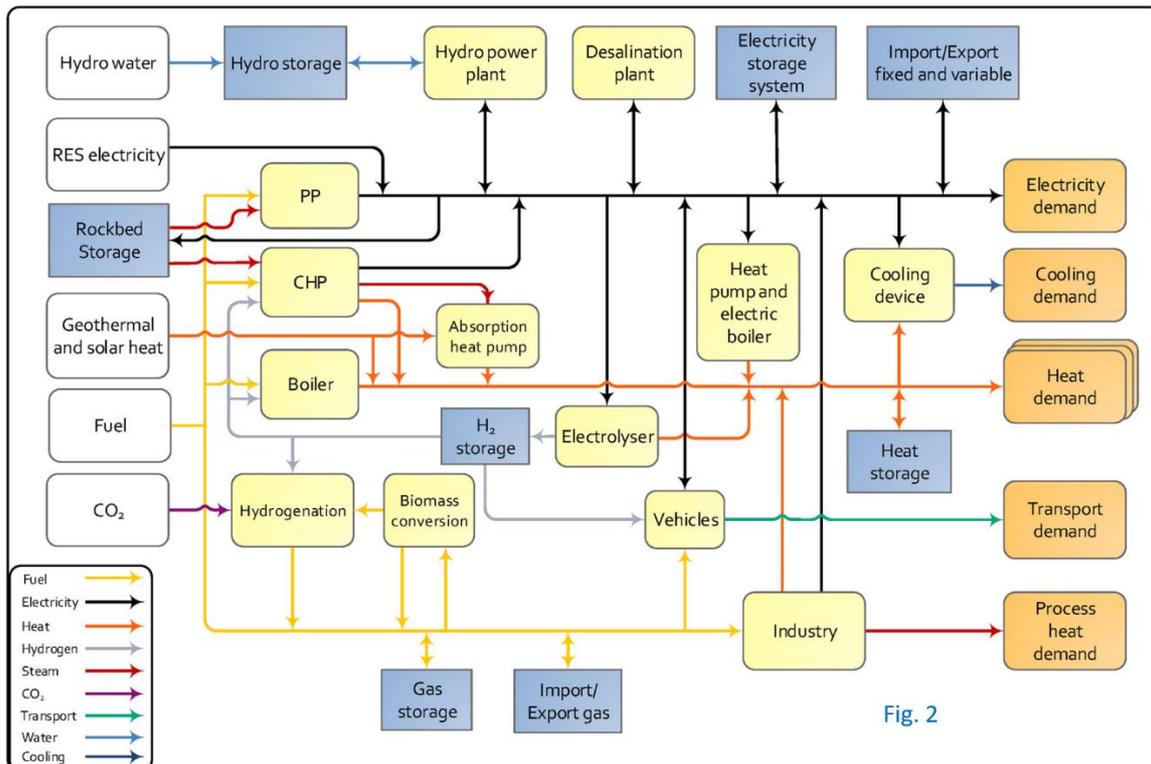
BESOINS ÉNERGÉTIQUES RÉELS DE LA FRANCE D'ICI A 2050

Conformément aux engagements mondiaux et européens pour tenter de maintenir le réchauffement climatique entre 1,5°C (objectif devenu extrêmement difficile à tenir au vu des émissions mondiales de GES) et 2°C (objectif atteignable par un changement radical des politiques d'émissions mondiales de GES), la France, l'Europe et le monde devront atteindre une réelle « neutralité carbone » d'ici 2050.

Ceci impose une réduction effective des émissions totales de GES de la France de l'ordre de 5% chaque année, parfaitement faisable si elle résulte d'une politique rationnelle de sobriété générale et d'augmentation d'efficacité permettant de **réduire de moitié au moins la consommation finale totale de la France d'ici 2050 par rapport à 2015**, ce qui implique une division par trois de la consommation d'énergie primaire (scénarios Ademe S1, S2). Tout autre scénario présente des risques de sortie de route climatique et est à éviter (le scénario S3 pourrait convenir en adoptant la structure SERI pour accroître l'efficacité technique générale)⁸.

LES SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES RENOUVELABLES INTELLIGENTS

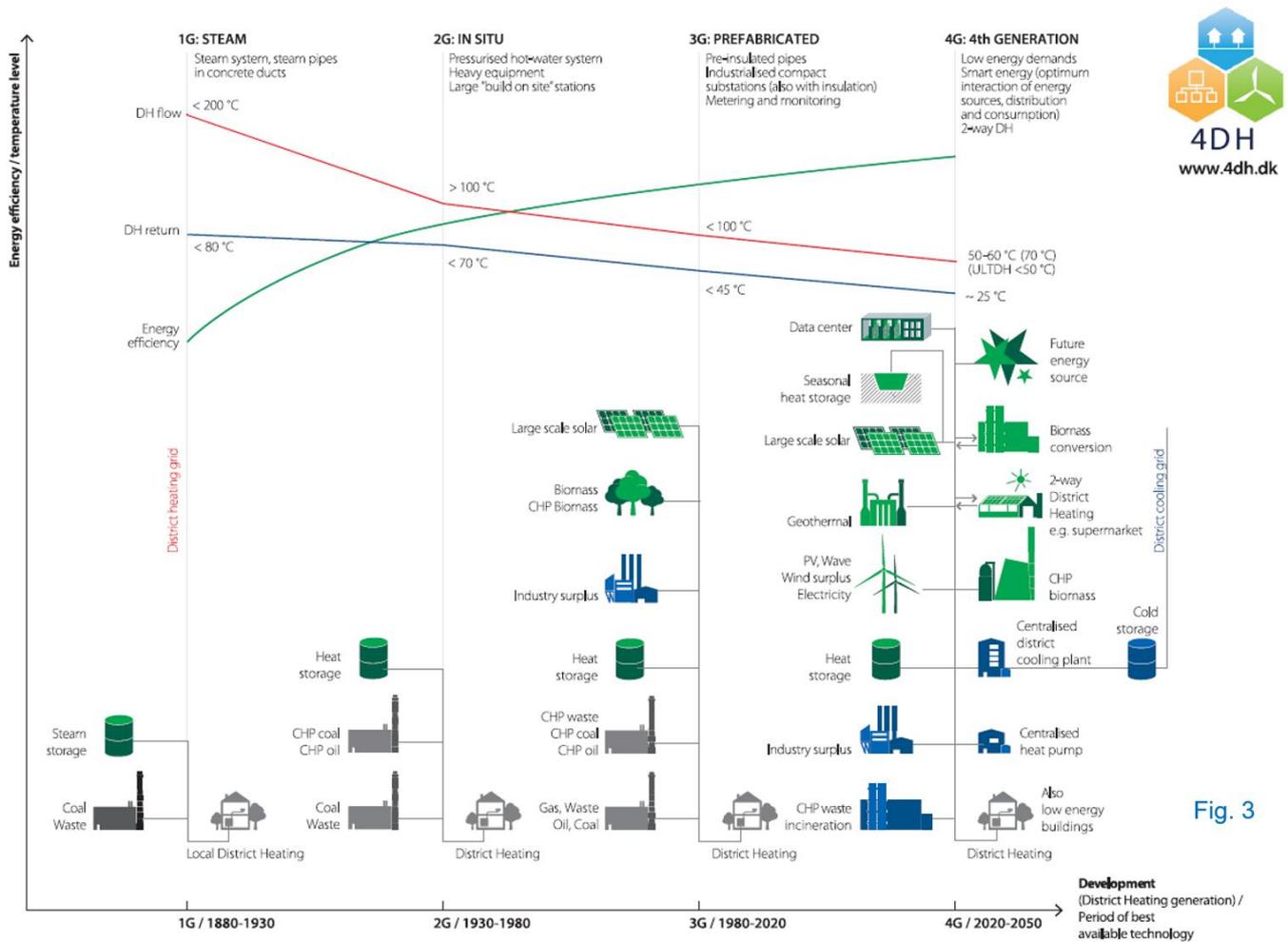
L'architecture générale des SERI (Fig. 2) repose sur une **approche intersectorielle d'optimisation des flux d'énergie renouvelable pour couvrir l'ensemble des consommations utiles avec le minimum de pertes d'énergie et d'excès/déficit non critiques** pour la stabilité des réseaux de chaleur/froid, d'électricité, de gaz décentralisés couplés entre eux, aux stockages correspondants et aux mobilités efficaces⁹.



De par leur **conception holistique**, ils permettent d'éliminer les besoins de centrales thermiques classiques et d'appoint, et de réduire fortement les capacités de stockage d'énergie^{10,11} :

- **intégration maximale des productions renouvelables** thermiques, électriques et combustibles ;
- **extension et généralisation des réseaux de chaleur et froid 4^e - 5^e génération** basse température^{12,13,14}, très isolés, connectés en priorité aux sources thermiques renouvelables (solaire thermique, géothermie, cogénération biomasses et biogaz, cogénération géothermique HT, unités de réfrigération à absorption solaire, pompes à chaleur industrielles géothermales de surface) et aux sources de chaleur fatale (industries, groupes froid, datacenters, etc.) puis à des pompes à chaleur connectant les réseaux de chaleur et de froid (Fig. 3). Les réseaux de chaleur-froid 4G et 5G apparaissent comme des intégrateurs intersectoriels techniques particulièrement puissants pour l'économie et la soutenabilité des SERI^{15,16,17}. Les recherches actuelles semblent par ailleurs dessiner de nouvelles perspectives d'accroissement d'efficacité (coefficients de performances) et de soutenabilité (élimination des gaz à effet de serre) avec les pompes à chaleur industrielles magnéto-caloriques actuellement en cours de développement dans le monde¹⁸ ;
- **stockage électrique massif horaire à journalier par stations de batteries puissantes** (Na-ion surtout^{19,20} et Li-ion de seconde vie aujourd'hui ; Fe-air, Na-Cl₂, Li-Cl₂, Al-S, Li-S, etc. aussi plus tard) installées près des postes d'injection des parcs éoliens et PV (puissance de stockage = 15 à 25% de la puissance renouvelable installée) dans les réseaux HTA et HTB pour créer des lignes de transport électrique secondaires virtuelles²¹ en économisant la construction de lignes réelles, en réglage de fréquence primaire ; en soutien local aux productions photovoltaïques en autoconsommation connectées sur les réseaux électriques locaux ; en renforcement des stations de recharge routières ou urbaines, commerciales et industrielles des véhicules, bus, camions, bateaux électriques, et des stations de recharge de navettes ferroviaires et de tramways sans caténaires²² ;

- **stockage électrique massif horaire à journalier par les véhicules électriques connectés en mode V2G aux réseaux BT** à domicile, sur les lieux de travail, les parcs de stationnement (service rémunérateur) à raison d'au moins 10-20 kWh/véhicule en 10 kW, soit plusieurs dizaines de GW de *puissance* disponible en permanence et plusieurs dizaines de GWh d'*énergie stockée*, soit beaucoup plus que l'ensemble des stations de turbinage-pompage en montage²³ ;
- **stockage thermique massif journalier, hebdomadaire et saisonnier pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire**, connectés aux réseaux de chaleur/froid (< 150°C), aux bâtiments collectifs et tertiaires, aux datacenters et autres sources de chaleur fatale, aux procédés industriels thermiques (< 350°C)²⁴ et à la géothermie profonde ;
- **stockage de biométhane et e-combustibles (e-méthane, e-méthanol, etc.)** annuel en réserve pour les unités de cogénération connectées aux réseaux de chaleur, les procédés chimiques (l'hydrogène est obtenu par craquage de biométhane avec récupération de noir de carbone et/ou produit par électrolyse), les transports maritimes et aériens²⁵ ;
- **déploiement généralisé des unités de cogénération** (Combined Heat & Power) biomasses, biogaz, gaz renouvelable de gazéification hydrothermale de déchets verts et de boues de stations d'épuration^{26,27}.



Comme le montrent les études danoises^{28,29}, qui sont les plus avancées actuellement dans ce domaine, **l'intégration planifiée, anticipée, généralisée et décentralisée de l'ensemble des couplages intersectoriels**, au cœur-même de la structure des SERI, engendre une **économie d'investissement considérable de plusieurs ordres par rapport aux systèmes sans intégration** (5 à 100 selon les configurations) de même puissance sectorielle dans lesquels les réseaux d'électricité, de chaleur-froid, de gaz seraient séparés, non interconnectés, chacun devant stocker beaucoup plus de chaque type d'énergie du fait-même qu'il n'est pas connecté aux autres secteurs^{30,31}. Les expériences réalisées et les simulations des chercheurs montrent l'importance de la prise en compte de l'intégration sectorielle systématique dans la mise en place des SERI, à l'échelle des villes comme pour les installations industrielles^{32,33}.

STABILITÉ ET RÉSILIENCE DES SERI

L'expérience pluri-décennale du **Danemark** dans sa planification démocratique de la transition énergétique^{34,35} démontre la pertinence et l'efficacité du déploiement des SERI menée en étroite collaboration avec les chercheurs de l'Université d'Aalborg à Copenhague.

Il en résulte une grande faculté à éliminer très rapidement les combustibles fossiles et les émissions de GES, à atteindre une **efficacité énergétique nationale** très élevée (DK 82%, F 63%), à couvrir une très grande partie de sa consommation d'énergie finale (43%) et de sa production électrique (80%) par les EnR ; à limiter le recours à la biomasse et aux utilisations inefficaces de l'électricité (chauffage électrique résistif, pompes à chaleur individuelles)³⁶.

Avec le déploiement des SERI, le Danemark peut aujourd'hui gérer sans difficulté le taux très élevé de pénétration éolien et PV dans sa production électrique de 53% en moyenne, dépassant 100% un nombre important de jours dans l'année, grâce à l'économie d'électricité due à l'**utilisation directe de la chaleur renouvelable dans les réseaux de chaleur-froid** ; au déploiement massif de la **cogénération** (40 à 47% de sa production électrique, 65 à 72% de sa production de chaleur) ; aux multiples régulations locales de tension et fréquence ; au **couplage des réseaux électriques aux réseaux de chaleur-froid par pompes à chaleur industrielles** ; au **stockage par batteries et V2G** ; au **pilotage des demandes** (smart-grids) ; au **stockage par pompage-turbinage hydraulique** en Norvège (réseau Nordpool), et plus tard dans les réseaux d'hydrogène car **le stockage d'énergie par hydrogène n'est pas une voie rentable ni efficace pour l'instant ni dans un proche futur, pas plus que dans le transport terrestre**^{37,38}. Le Danemark est de fait le pays européen ayant le moins de pannes électriques avec le Luxembourg³⁹.

Ainsi, *la variabilité de l'éolien et du PV, plus prédictible que celle de la demande électrique, ne pose aucun problème et ajoute de la stabilité, de la résilience des réseaux grâce au stockage dans les SERI en Europe comparés aux systèmes non couplés*^{40,41}, contrairement à certaines affirmations tendancieuses et idées reçues⁴², réduisant la nécessité d'une extension inconsidérée des réseaux électriques européens interconnectés, en support à la résilience⁴³.

EVOLUTION DU PARC NUCLÉAIRE

La mise en place des SERI, économique, produit très rapidement (1-5 ans) les énergies thermiques et électriques renouvelables locales indispensables pour éliminer les énergies fossiles importées, avec une baisse rapide des émissions de GES, les EnR étant très peu carbonées (gCO₂éq/kWh : éolien 4-8, PV 10-43, hydro 1-34) et leur temps de retour énergétique très court (an : éolien^{44,45} 0,38-0,83 ; PV⁴⁶ 0,8-1,1).

Cette transition ne peut se faire qu'en assurant le complément de production électrique par les réacteurs nucléaires existants faiblement carbonés⁴⁷ (4 à 32 gCO₂éq/kWh), en planifiant leur retraite progressive selon des critères de sûreté (vieillesse des aciers des cuves, circuits, pressuriseurs, générateurs de vapeur, commandes de grappes ; risques de ruptures par choc froid sous pression, corrosion, etc.)^{48,49}.

Au vu des coûts élevés des EPR2, de leur conception non testée, de leur sûreté alléguée problématique, des délais très longs et incertains (12-15 ans) avant leur mise en service, de leur faible rendement (33%), de la forte probabilité de leur vulnérabilité climatique, des risques politiques d'approvisionnement en uranium, des grandes quantités de GES émis pendant leur construction sans aucun retour énergétique ni climatique, il semble peu pertinent d'investir maintenant dans leur construction et plus prudent de mettre en place au plus vite les SERI en reportant toute décision de construction de possibles réacteurs nucléaires en fonction des progrès énergétiques et climatiques réalisés.

Références

¹ <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/>.

² <https://ipbes.net/global-assessment>.

³ Haberl H *et al.* A systematic review of the evidence on decoupling of GDP, resource use and GHG emissions, part II: synthesizing the insights. Environ. Res. Lett. 15 (2020) 065003. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ab842a>.

⁴ Wiedenhofer D *et al.* A systematic review of the evidence on decoupling of GDP, resource use and GHG emissions, part I: bibliometric and conceptual mapping. Environ. Res. Lett. 15 (2020) 063002. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ab8429>.

⁵ Cf. Réf. 3,4.

⁶ Sovacool BK *et al.* Differences in carbon emissions reduction between countries pursuing renewable electricity versus nuclear power. Nat Energy 5 (2020) 928-935. <https://doi.org/10.1038/s41560-020-00696-3>.

⁷ Johannsen RM *et al.* Exploring pathways to 100% renewable energy in European industry. Energy 268 (2023) 126687. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.126687>.

⁸ Ademe. Rapport Transition(s) 2050. <https://transitions2050.ademe.fr/>.

⁹ Mathiesen BV *et al.* Smart Energy Systems for coherent 100% renewable energy and transport solutions. Applied Energy 145 (2015) 139-154. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.01.075>.

¹⁰ Lund H. Renewable heating strategies and their consequences for storage and grid infrastructures comparing a smart grid to a smart energy systems approach. Energy 151 (2018) 94-102. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.03.010>.

¹¹ Lund H. Renewable heating strategies and their consequences for storage and grid infrastructures comparing a smart grid to a smart energy systems approach. Energy 151 (2018) 94-102. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.03.010>.

¹² de Larochelambert T. La chaleur et le froid dans la transition énergétique. Congrès SFT 2020. <https://doi.org/10.25855/SFT2020-133>.

¹³ Lund H *et al.* Perspectives on fourth and fifth generation district heating. Energy 227 (2021) 120520. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120520>.

¹⁴ Gudmundsson O *et al.* Economic comparison of 4GDH and 5GDH systems e Using a case study. Energy 238 (2022) 121613. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121613>.

-
- 15 Lund H. *et al.* 4th Generation District Heating (4GDH) Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems. *Energy* 68 (2014) 1-11. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.089>.
- 16 Lund H. *et al.* The status of 4th generation district heating: Research and results. *Energy* 164 (2018) 147-159. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.08.206>.
- 17 Gudmundsson O. *et al.* Economic comparison of 4GDH and 5GDH systems e Using a case study. *Energy* 238 (2022) 121613. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121613>.
- 18 de Larochelambert T. *et al.* La réfrigération magnétocalorique au défi du réchauffement climatique. Congrès SFT 2021. <https://doi.org/10.25855/SFT2021-073>.
- 19 Tarascon JM. Quel futur pour les batteries ? *Pour La Science* 522 (2021) 44-53. <https://www.pourlascience.fr/sd/energie/quel-futur-pour-les-batteries-21651.php>.
- 20 Tarascon JM. Na-ion versus Li-ion batteries: Complementarity rather than competitiveness. *Joule* 4 (2020) 1616-1620. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.06.003>.
- 21 <https://www.rte-france.com/projets/stockage-electricite-ringo>.
- 22 Solar Power Europe. Electricity Storage for EU Renewable Deployment and Energy Resilience, White Paper, 31/01/2023. https://api.solarpowereurope.org/uploads/SPE_whitepaper_on_electricity_storage_final_e8ac25707d.pdf?updated_at=2022-12-06T09:06:32.026Z.
- 23 Heinisch V *et al.* Smart electric vehicle charging strategies for sectoral coupling in a city energy system. *Applied Energy* 288 (2021) 116640. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116640>.
- 24 de Larochelambert T. L'énergie solaire thermique dans les systèmes énergétiques renouvelables intelligents. Un levier pour la transition énergétique européenne. <https://www.global-chance.org/L-energie-solaire-dans-les-systemes-energetiques-renouvelables-intelligents-Un-levier-pour-la-transition-energetique-europeenne>.
- 25 Korberg AD *et al.* On the feasibility of direct hydrogen utilization in a fossil-free Europe. *Int. J. Hydrogen Energy* 48 (2023) 2877-2891. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.10.170>.
- 26 Gazéification hydrothermale : lancement d'une filière française. *Le Journal des Energies Renouvelables* 256 (2021) 10-11. <https://www.journal-enr.org/journal/sommaire-du-journal-des-energies-renouvelables-n-256/>.
- 27 Lund R *et al.* Large combined heat and power plants in sustainable energy systems. *Applied Energy* 142 (2015) 389-395. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.01.013>.
- 28 Mathiesen B.V. *et al.* Smart Energy Systems for coherent 100% renewable energy and transport solutions. *Applied Energy* 145 (2015) 139-154. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.01.075>.
- 29 Mathiesen B.V. *et al.* A Review of Smart Energy Projects & Smart Energy State-of-the-Art (2015). Department of Development and Planning, Aalborg University. <https://vbn.aau.dk/en/publications/a-review-of-smart-energy-projects-amp-smart-energy-state-of-the-a>.
- 30 Lund H. Renewable heating strategies and their consequences for storage and grid infrastructures comparing a smart grid to a smart energy systems approach. *Energy* 151 (2018) 94-102. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.03.010>.
- 31 Lund H. *et al.* Energy Storage and Smart Energy Systems. *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management* Vol. 11 2016 3-14. <https://doi.org/10.5278/ijsepm.2016.11.2>.
- 32 Lythcke-Jørgensen C. *et al.* A methodology for designing flexible multi-generation systems. *Energy* 110 (2016) 34-54. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.01.084>.
- 33 Thellufsen J.Z. *et al.* Smart energy cities in a 100% renewable energy context. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 129 (2020) 109922. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109922>.
- 34 de Larochelambert T. La transition énergétique du Danemark : un modèle de planification démocratique européen. *Les Cahiers de Global Chance* 38 (2016) 17-55. <https://www.global-chance.org/IMG/pdf/gc38p17-55.pdf>.
- 35 Menu T. Denmark: A case study for a climate-neutral Europe. *Études de l'Ifri*, Ifri, April 2021. <https://www.ifri.org/en/publications/etudes-de-lifri/denmark-case-study-climate-neutral-europe>.
- 36 <https://ens.dk/en/our-services/statistics-data-key-figures-and-energy-maps>.
- 37 Korberg AD *et al.* On the feasibility of direct hydrogen utilization in a fossil-free Europe. *Int. J. Hydrogen Energy* 48 (2023) 2877-2891. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.10.170>.
- 38 ATEE. Etude Peps5 (2023). <https://atee.fr/actualite/letude-peps5-est-publiee>. https://atee.fr/system/files/2022-12/PEPS5%20Rapport%20final_0.pdf.
- 39 <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/e19caae8-95cf-f048-0664-0720228881bb>.
- 40 Al Kez D. *et al.* A critical evaluation of grid stability and codes, energy storage and smart loads in power systems with wind generation. *Energy* 205 (2020) 117671. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117671>.
- 41 Després J. *et al.* Storage as a flexibility option in power systems with high shares of variable renewable energy sources: a POLES-based analysis. *Energy Economics* 64 (2017) 638-650. <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2016.03.006>.
- 42 Eolien : l'intermittence, fin d'un mythe. *Le Journal de l'Eolien (hors-série)* septembre 2021.
- 43 Allard S. *et al.* European transmission grid expansion as a flexibility option in a scenario of large scale variable renewable energies integration. *Energy Economics* 87 (2020) 104733. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.104733>.
- 44 Bonou A. Life cycle assessment of onshore and offshore wind energy-from theory to application. *Applied Energy* 180 (2016) 327-337. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.07.058>.
- 45 Schreiber A *et al.* Comparative life cycle assessment of electricity generation by different wind turbine types. *Journal of Cleaner Production* 233 (2019) 561-572. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.06.058>.
- 46 <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html>.

⁴⁷ Beerten J *et al.* Greenhouse gas emissions in the nuclear life cycle: A balanced appraisal. *Energy Policy*37(2009)5056–5068. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.06.073>.

⁴⁸ de Laroche Lambert T. Sécurité, démantèlement, prolongation de fonctionnement des réacteurs nucléaires et transition énergétique. Ed Mare & Martin (2021). <https://www.mareetmartin.com/livre/surete-et-securite-des-installations-nucleaires-civiles>.

⁴⁹ de Laroche Lambert T. Commentaires sur l'avis IRSN 2022-00241_Investigations et prélèvements complémentaires_réacteurs nucléaires Fessenheim (27/02/2023). <https://www.global-chance.org/Nouvelles-demandes-d-analyses-de-l-IRSN-sur-le-vieillissement-de-Fessenheim>.