

ANALYSE TECHNICO-ECONOMIQUE DE
DIFFERENTS SCENARIOS
D'ELECTRIFICATION DU CHAUFFAGE DANS
LE SECTEUR RESIDENTIEL A HORIZON
2030

Synthèse de l'étude

CONTEXTE ET OBJECTIFS

Le Gouvernement français est entré dans la phase d'élaboration de la nouvelle PPE (Programmation Pluriannuelle de l'Énergie), qui définira les orientations de la France sur le volet énergétique pour la prochaine décennie. Le retard pris sur plusieurs chantiers majeurs d'une part (développement des ENR, nouveau nucléaire, rénovations, etc.), et l'accélération des ambitions européennes d'autre part (avec la publication en 2021 du paquet « Fit for 55 » par la Commission Européenne) confirment que la France souhaite amplifier les efforts de décarbonation de l'ensemble des secteurs (industrie, mobilité, bâtiment,...) et l'accélération de l'électrification du mix de production de chaleur résidentielle est une piste à l'étude. Pour répondre à cette accélération des objectifs climatiques, RTE (Réseau de Transport d'Électricité) prévoit, pour son Bilan Prévisionnel 2023, une projection de la consommation électrique dans la fourchette haute des *Futurs énergétiques 2050*. Cette hausse de la demande d'électricité représente un fort enjeu sur la pointe électrique, sur le bouclage offre-demande jusqu'à 2035-2040, et le système gazier.¹

La présente étude a été commandée par Coénove, association d'acteurs majeurs de l'efficacité énergétique dans le bâtiment – industriels, énergéticiens et professionnels. Elle a été réalisée par Artelys, société indépendante spécialisée en modélisation de systèmes énergétiques, optimisation et aide à la décision. L'étude vise à comparer les implications technico-économiques de 2 scénarios de développement du parc d'équipements de chauffage et d'eau chaude sanitaire dans le secteur du bâtiment à l'échelle de la France et à horizon 2030 :

- « S1 équilibré » : Électrification progressive via l'érosion naturelle du nombre de logements équipés en gaz, la conversion rapide des chaudières standards encore en grand nombre vers les THPE (Très Haute Performance Énergétique), le développement de l'hybridation électricité-gaz et le verdissement du gaz
- « S2 électrifié » : Électrification accélérée, avec notamment un développement plus rapide et important des pompes à chaleur air-eau.

La comparaison de ces 2 scénarios d'évolution différenciée de la part du chauffage au gaz et du chauffage électrique dans les logements (« S1 équilibré » et « S2 électrifié ») est effectuée toutes choses égales par ailleurs (nombre de logements, rythme de rénovations, sobriété, hypothèses d'évolution des autres modes de chauffage et des usages non thermosensibles, ...). En particulier, les parcs d'équipements des logements chauffés au fioul, au GPL (Gaz de Pétrole Liquéfié), au bois, au solaire thermique ou via des RCU (Réseaux de Chaleur Urbains) sont considérés identiques dans tous les scénarios, de même que les parcs d'équipements de chauffage du secteur tertiaire (seuls les logements chauffés au gaz ou à l'électricité sont différenciés entre les 2 scénarios).

¹ L'étude a été réalisée en amont de la publication du Bilan Prévisionnel 2023-2035 de RTE, le 20 septembre 2023, et se base sur les hypothèses des *Futurs Énergétiques 2050* et les éléments mis à disposition en 2023 dans les groupes de travail de RTE.

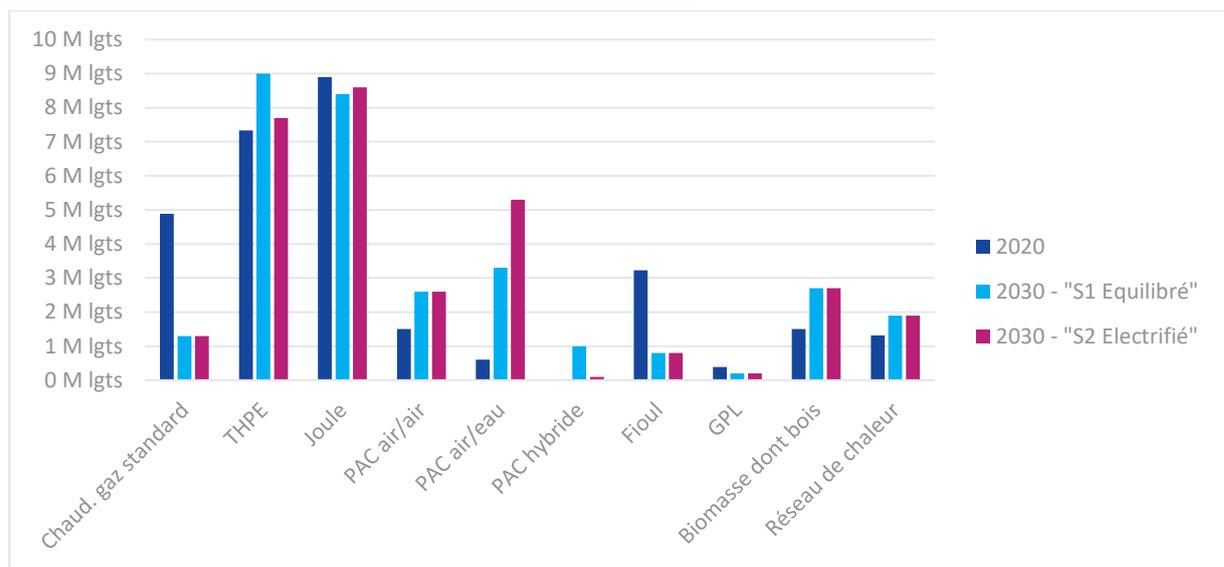


Figure 1 – Répartition des 31,2 millions de logements dans chaque scénario en 2030. Source : Artelys, 2023

Ces deux scénarios sont définis par déformation du scénario de référence retenu par RTE dans ses travaux menés sur l'élaboration du Bilan Prévisionnel 2023. De nombreuses hypothèses sont issues de ces travaux de RTE.

Dans le cadre de cette étude, on retient un taux de 10% de biométhane dans le réseau de gaz français pour « S2 électrifié », et on étudie deux cas pour « S1 équilibré » : un avec 10% de biométhane (taux de biométhane commun, qui correspond aux prospectives de RTE), l'autre avec 20% (taux de biométhane « boosté », qui correspond aux objectifs que se sont fixés les acteurs de la filière des gaz renouvelables).

Ces 2 scénarios sont également simulés sous l'épreuve de différents stress tests :

- V1 : moindre disponibilité du productible nucléaire semblable à 2022.
- V2 : retard de rénovation du bâtiment et « effet rebond » accru à l'installation d'équipements performants (pompes à chaleur et chaudières THPE).
- V3 : effet d'une vague de froid similaire à février 2012, cumulée à un creux de production renouvelable en Europe similaire à novembre 2010.
- V4 : cumul d'une moindre disponibilité nucléaire et d'une vague de froid.

METHODOLOGIE

Dans un premier temps, les niveaux de consommation énergétique associés aux parcs d'équipements présentés en Figure 1 sont estimés par déformation de la consommation prévue par RTE dans ses travaux sur le Bilan Prévisionnel 2023.

Ensuite, les systèmes de production, stockage et transport d'énergie sont modélisés à l'aide du logiciel [Artelys Crystal Super Grid](#) en se référant aux capacités de production et au bouquet de flexibilités du point de passage 2030 des scénarios de mix de production de l'étude *Futurs Energétiques 2050* de RTE, considérés constants d'un scénario à l'autre. Pour les pays autres que la France, les hypothèses concernant le parc de production électrique sont issues du scénario Distributed Energy du TYNDP 2020¹. À noter que cette hypothèse est probablement conservatrice puisqu'on constate une accélération de l'électrification des usages ces trois dernières années. Par conséquent, lorsqu'ils seront actualisés par l'ensemble des pays européens, ces scénarios prévisionnels pourraient mettre en évidence une plus forte tension sur les systèmes électriques et une interdépendance accentuée entre les pointes des pays européens.

Seule la capacité de production thermique à flamme à cycle ouvert (OCGT) est optimisée en France pour chaque scénario afin d'assurer un équilibre offre-demande à tout instant, c'est-à-dire de manière à respecter le critère de défaillance en moyenne sur trois années climatiques représentatives². Le fonctionnement du parc de production électrique français et européen est ainsi optimisé pour chacun des scénarios afin d'assurer un équilibre offre demande horaire à moindre coût en fonction de contraintes technico-économiques propres à chaque filière de production.

Un bilan des implications technico-économiques de chaque scénario est finalement produit, à partir des résultats d'Artelys Crystal Super Grid. Dans ce bilan, l'ensemble du coût pour la collectivité est évalué, y compris le coût des équipements de chauffage.

Finalement, la résilience des 2 scénarios (« S1 équilibré » et « S2 électrifié ») est ensuite évaluée face aux stress tests définis plus haut en réalisant de nouvelles simulations.

Pour cette analyse, les hypothèses de coûts et de performances des équipements de chauffage en 2030 reposent sur une consultation des principaux fabricants et installateurs de PAC et de chaudières.

¹ Le « Plan de développement du réseau sur dix ans » (abrégé en TYNDP d'après son nom en anglais) est élaboré par ENTSO-E (association représentant 42 gestionnaires de réseau de transport d'électricité (GRT) de 35 pays à travers l'Europe), en étroite coopération avec toutes les parties prenantes, sous contrôle de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) et est finalement adopté par la Commission européenne. Le TYNDP est mis à jour tous les deux ans.

² Les analyses ont reposé sur l'utilisation des années climatiques 2002 (plutôt chaude et faiblement contrainte au niveau européen), 2006 (plutôt moyenne) et 2010 (très froide et peu venteuse au niveau européen, donc contraignante pour le système) affectant la consommation thermosensible et les productions EnR au niveau Européen. L'optimisation des investissements de pointe est quant à elle réalisée avec une valeur de la défaillance de 15000€/MWh. Le respect des critères de 3h et 10GWh de défaillance maximum en espérance est vérifié à posteriori.

PRINCIPAUX RESULTATS

1. Le scénario le plus électrifié apparaît plus cher à l'échelle de la France que le scénario qui laisse plus de place au gaz.

Le bilan économique présenté en Figure 3 montre que le coût global du scénario « S1 équilibré » est moins élevé que celui du scénario « S2 électrifié ».

Aide à la lecture

La figure suivante détaille les différences de coûts du scénario « S2 électrifié » par rapport au scénario « S1 équilibré » avec 20% de biométhane, par composantes de coûts. On peut y lire que la production et l'acheminement de gaz coûtent 1,6 milliards d'euros par an de moins dans le scénario S2 que dans le scénario S1. Les autres composantes apportent chacune des surcoûts annuels selon le scénario S2 par rapport à S1.

Au total, le scénario « S2 électrifié » induit un surcoût à la hauteur de 260 millions d'euros par an par rapport au scénario « S1 équilibré ».

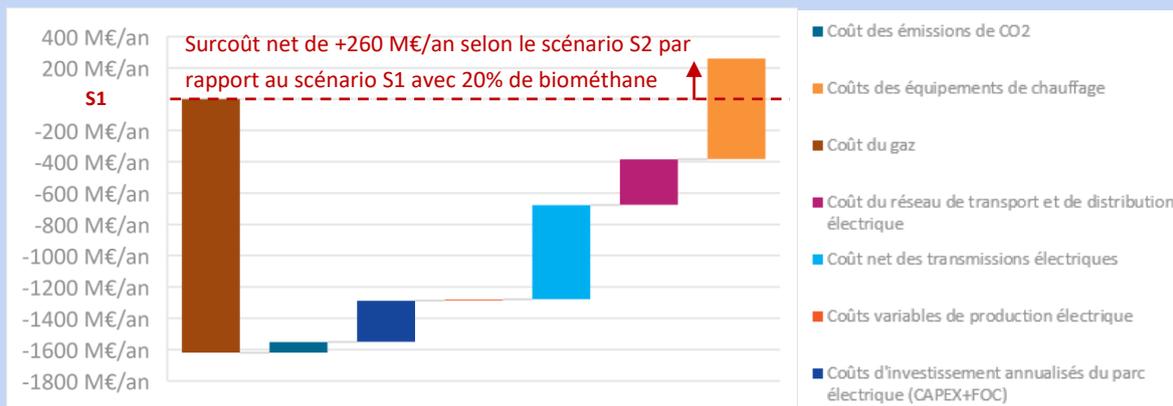


Figure 2 - Bilan économique du scénario « S1 équilibré » avec 20% de biométhane : aide à la lecture des graphiques.
Source : Artelys, 2023

Le scénario « S2 électrifié » présuppose d'installer davantage de pompes à chaleur air-eau, plus onéreuses. Les économies réalisées sur l'approvisionnement en gaz (ainsi que sur les émissions de CO₂, dans le cas avec 10% de biométhane dans « S1 équilibré ») restent inférieures aux surcoûts engendrés sur le système d'approvisionnement électrique ainsi que sur les investissements et la maintenance des équipements de chauffage. Par conséquent, ce scénario « S2 électrifié » coûte plus cher pour la collectivité que le scénario « S1 équilibré » avec 20% de biométhane, et nettement plus cher dans le cas avec 10% de biométhane dans S1.

Ainsi, l'écart de coût en faveur du scénario « S1 équilibré » est de l'ordre 260 millions d'euros par an dans le cas où l'on retient un taux de biométhane « boosté » dans S1 par rapport à S2, et d'environ 1,1 milliard d'euros par an dans le cas où l'on retient un taux de biométhane commun à S1 et S2.

La comparaison des coûts entre les deux scénarios étudiés est détaillée dans la figure suivante :

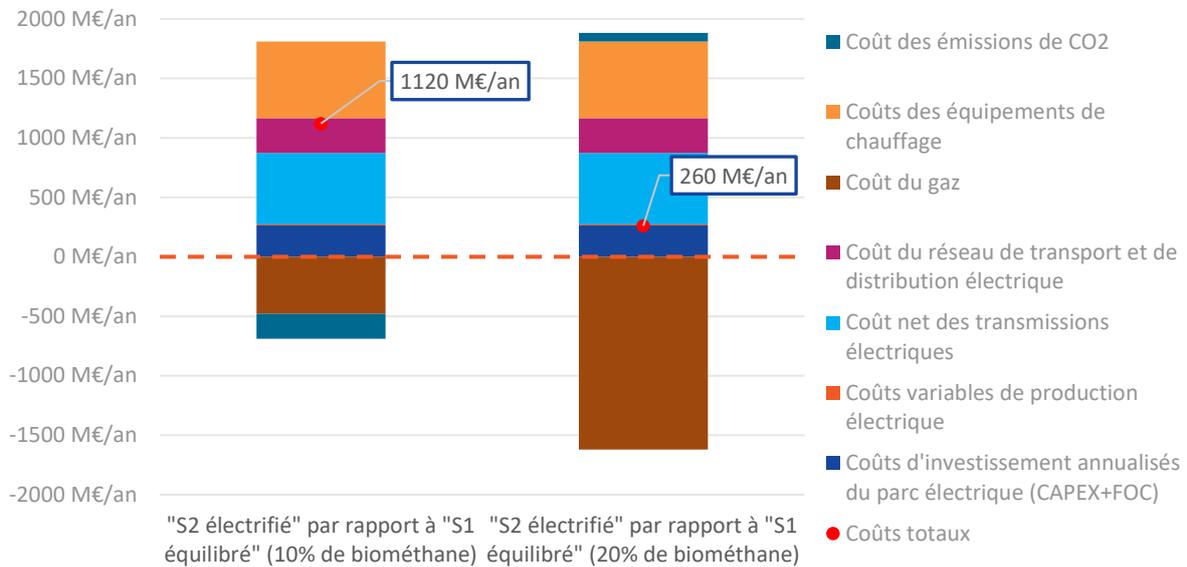


Figure 3 - Coûts complets annuels du scénario « S2 électrifié » par rapport au scénario « S1 équilibré ».
Source : Artelys, 2023

2. La pointe de consommation électrique est plus élevée d'environ 4 GW dans le scénario le plus électrifié par rapport au scénario équilibré.

L'électrification accélérée modélisée dans le scénario S2 conduit à une augmentation significative de la pointe de demande d'électricité dans les simulations réalisées par rapport à S1 : pic de consommation à 109 GW dans S2 contre 105 GW dans S1. Ce sont les pompes à chaleur électriques ainsi que le chauffage électrique Joule qui contribuent à cette hausse, tandis que dans S1, les pompes à chaleur hybrides sont plus répandues et apportent de la flexibilité au système électrique. Cet écart de pointe de consommation passe à 5 voire 6 GW lorsqu'on étudie l'effet d'un rythme de rénovation moins rapide que celui prévu par les objectifs gouvernementaux conjugué à un effet rebond accru, ou l'effet d'une vague de froid comparable à celle de février 2012. Les pics de demande sont présentés dans la Figure 4 ci-dessous :

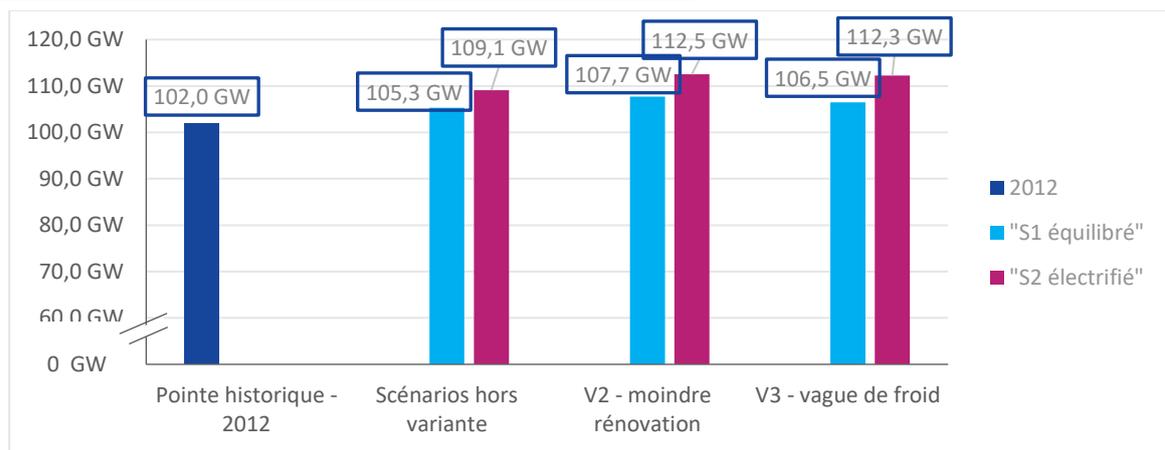


Figure 4 – Pointe de consommation électrique dans les scénarios S1 et S2, hors variante et dans les variantes V2 (retards par rapport aux objectifs de rénovation et effet rebond accru) et V3 (vague de froid). Source : Artelys, 2023

De telles différences de pointe de demande entraînent un besoin de capacité de production de pointe supplémentaire en France dans le scénario « S2 électrifié » par rapport au scénario « S1 équilibré » : +3,6 GW pour les scénarios hors variantes et jusqu'à +7 GW dans le cas de l'anticipation d'une vague de froid. Cela représente l'installation de l'ordre de 7 à 14 centrales OCGT supplémentaires de 500 MW chacune.

La croissance de la demande est également compensée par une plus forte sollicitation des imports depuis les pays étrangers, notamment pendant la pointe. Cela a pour effet d'augmenter les prix de marché et d'accroître la dépendance de la France envers ces pays.

3. Le scénario le plus électrifié repose plus sur les importations d'électricité depuis les pays voisins.

Tandis que la France est exportatrice nette d'électricité d'environ 70 TWh dans chacun des 2 scénarios (voir Figure 1 Figure 5), le scénario le plus électrifié exporte 7,4 TWh de moins que le scénario équilibré. De plus la France n'est pas exportatrice toute l'année : elle importe de l'électricité par période, notamment pendant l'hiver. Cette électricité est importée lors de la pointe à un prix élevé et pèse dans la balance commerciale française : la baisse des exports nets du scénario « S2 électrifié » par rapport à « S1 équilibré » coûte 600 millions d'euros par an à la France.

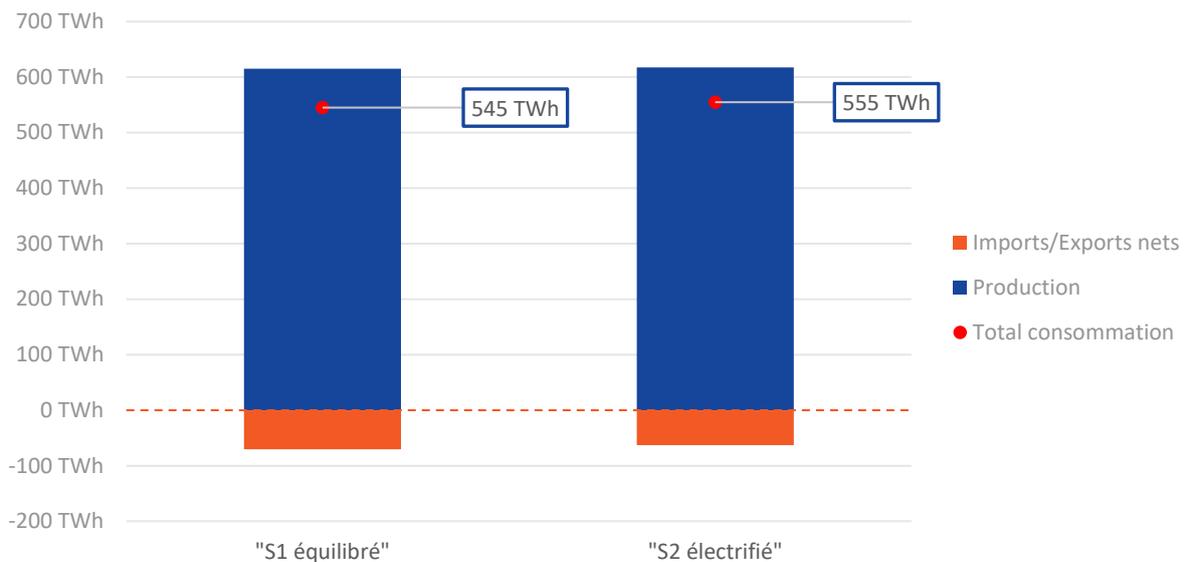


Figure 5 – Consommation, production et exports nets d'électricité en France en 2030 dans S1 et S2 hors variante.
Source : Artelys, 2023

De plus, les imports français sont conditionnés à la disponibilité des centrales de production à l'étranger. Celles-ci peuvent être insuffisamment disponibles pour répondre aux besoins français lors de périodes à risque telles que le « creux » de production renouvelable à l'échelle de l'Europe en novembre 2010. Dans de telles conditions, la capacité d'import de la France est réduite à environ 10 GW, bien en deçà de la capacité des lignes de transmissions estimées à 22,3 GW en 2030 par RTE.

4. Les émissions de CO₂ des scénarios équilibré et électrifié sont équivalentes à l'échelle de l'Europe

Cas avec taux à 10% de biométhane dans le mix de gaz national, commun à S1 et S2 : à l'échelle de la France, le scénario « S2 électrifié » émet 2,6 millions de tonnes de CO₂ de moins que le scénario « S1 équilibré », en raison du plus faible nombre de chaudières gaz installées. En revanche, à l'étranger, les émissions de CO₂ augmentent de 3,2 millions de tonnes dans « S2 électrifié » par rapport à « S1 équilibré ». En effet, pour permettre de répondre à la demande d'électricité accrue en France, les centrales thermiques fossiles à l'étranger produisent plus d'électricité et émettent donc plus de gaz à effet de serre. Sur l'ensemble de l'Europe, France incluse, le scénario « S2 électrifié » est donc légèrement plus émetteur 0,6 million de tonnes de CO₂ de plus que le scénario « S1 équilibré ».

Cas avec taux de biométhane différencié entre S1 et S2, à 20% pour le scénario « S1 équilibré » (en France uniquement) contre 10% pour le scénario « S2 électrifié » : le gaz étant dans ce cas plus décarboné dans S1 que dans S2, le scénario équilibré permettrait de réduire de 0,9 million de tonnes les émissions de CO₂ à l'échelle de la France par rapport au scénario électrifié. Au total en Europe (France incluse) le scénario « S1 équilibré » (avec 20% de biométhane) émettrait 4,1 millions de tonnes de CO₂ de moins que le scénario « S2 électrifié ». Ces résultats sont présentés dans la Figure 6 ci-dessous :

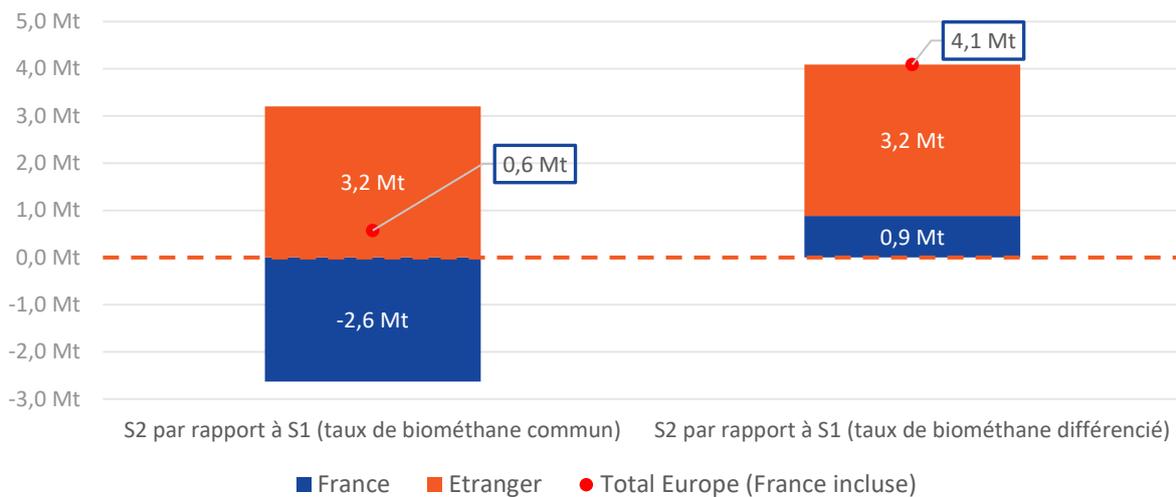


Figure 6 – Emissions de CO₂ annuelles du scénario « S2 électrifié » par rapport au scénario « S1 équilibré », à l'échelle de l'Europe, pour un taux de biométhane commun à S1 et S2 ou différencié.³ Source : Artelys, 2023

5. Une moindre disponibilité du nucléaire impacterait massivement le fonctionnement et les coûts du système énergétique dans les deux scénarios, avec un effet légèrement plus marqué pour le scénario électrifié.

Dans une variante V1 de la présente étude, on considère une disponibilité réduite du parc nucléaire français, équivalente à celle de 2022.

Dans ce cas, un besoin accru d'importations électriques apparaît. Dans l'exemple ci-dessous (Figure 7), la balance d'exportation française d'électricité des scénarios S1 et S2 chute de l'ordre de 100 TWh sur une année du fait d'une disponibilité du parc nucléaire réduite à 50% (au lieu de 72% pour une année moyenne). La France devient un pays importateur net d'électricité (comme en 2022), avec une importation nette annuelle de l'ordre de 30 TWh. Cette augmentation des imports d'électricité est très défavorable pour la balance commerciale française des deux scénarios, avec un impact légèrement plus marqué pour le scénario « S2 électrifié » : le surcoût généré est ainsi de 10,2 milliards d'euros par an dans « S1 équilibré », contre 10,4 milliards d'euros par an dans « S2 électrifié ».

³ Ces émissions ne prennent pas en compte les émissions de fluide frigorigène des PACs, notamment dues à des fuites des systèmes.

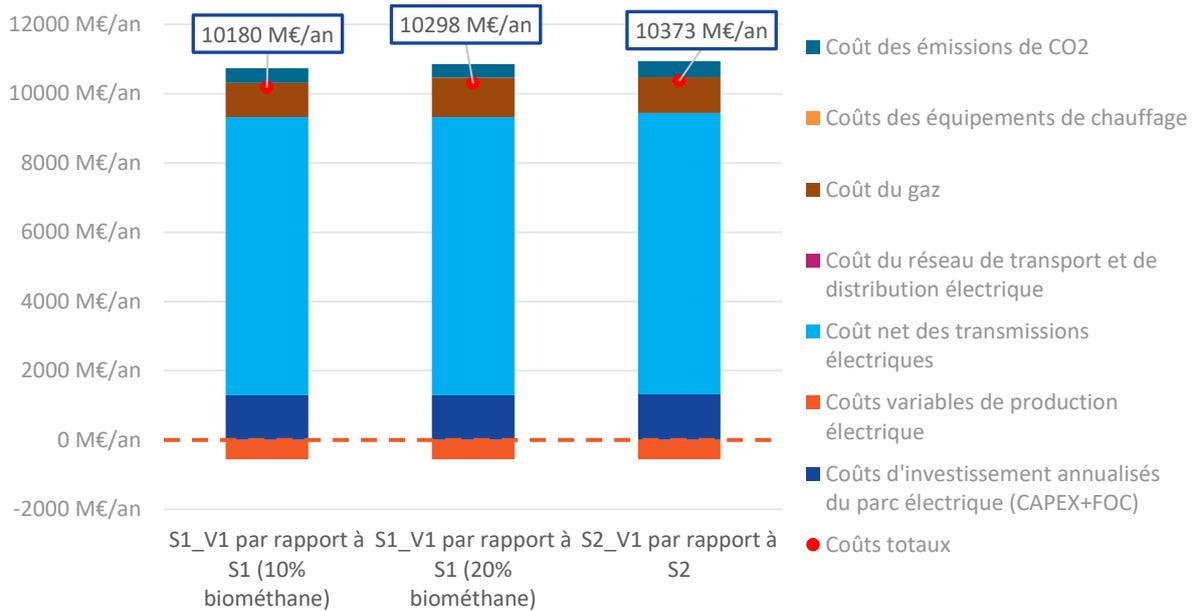


Figure 7 – Comparaison des coûts complets annuels à l'échelle de la France en 2030 pour chaque scénario dans la variante V1 (disponibilité réduite du parc nucléaire français), par rapport aux mêmes scénarios hors variante. Source : Artelys, 2023

Par ailleurs, les émissions de CO₂ en Europe augmentent significativement dans les deux scénarios, et ce d'autant plus dans le scénario « S2 électrifié ».

6. Un retard de rénovation et un effet rebond accru creusent l'écart de coût entre les deux scénarios.

Une variante V2 de la présente étude modélise les impacts d'un retard dans la rénovation du bâtiment⁴ à horizon 2030 cumulés à un effet rebond accru. Cela a pour conséquence une hausse de la consommation d'électricité annuelle des équipements de chauffage de 6 TWh dans « S1 équilibré » et de 7 TWh dans « S2 électrifié » par rapport aux mêmes scénarios hors variante, ainsi qu'une augmentation de la consommation de gaz des équipements de chauffage et des centrales thermiques de 11,5 TWh dans « S1 équilibré » et de 10,4 TWh dans « S2 électrifié » par rapport aux mêmes scénarios hors variante. La pointe de consommation électrique augmente de 2,4 GW dans S1 et de 3,4 GW dans S2.

La hausse de la demande d'électricité induit également une augmentation des imports nets d'électricité (+4,6 TWh dans S1 et +5,4 TWh dans S2) et un besoin plus important de capacité de pointe de production électrique (thermique à flammes). Ainsi dans le cadre de cette variante, 2,3 à 2,4 GW de capacités de pointe supplémentaires sont nécessaires pour chaque scénario, par rapport au même scénario hors variante, soit environ 5 centrales OCGT.

⁴ 440 000 rénovations/an et 35% de gain énergétique par rénovation dans la variante V2 contre 670 000 rénovations/an et 50% de gain énergétique par rénovation dans les scénarios hors variante.

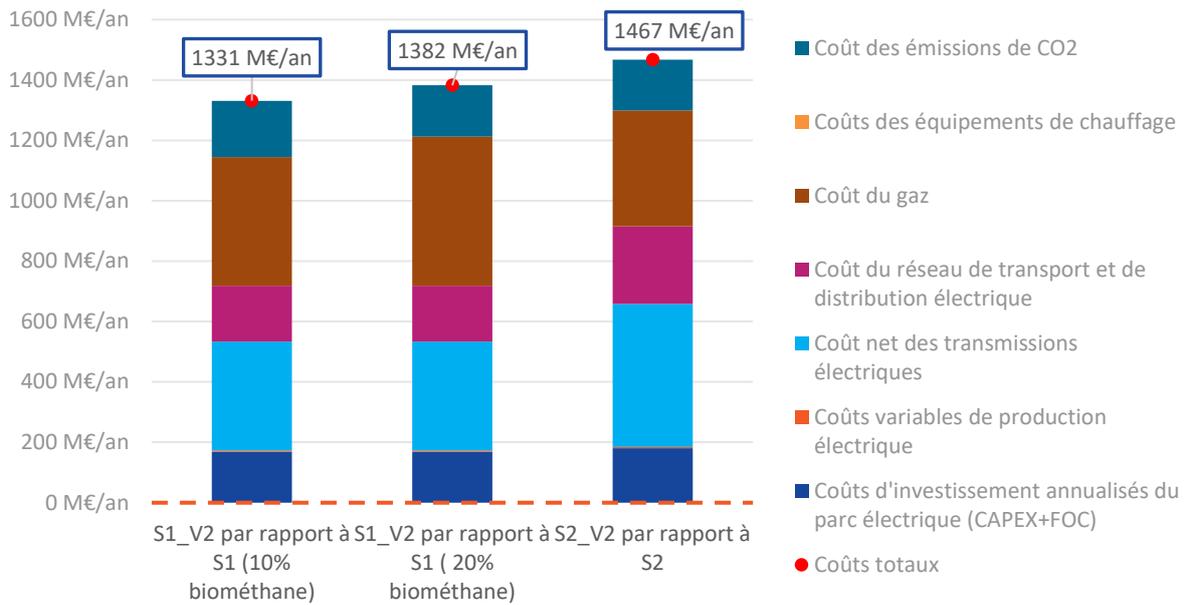


Figure 8 – Comparaison des coûts complets annuels à l'échelle de la France en 2030 pour chaque scénario dans la variante V2 (retard des rénovations ainsi qu'un effet rebond accru), par rapport aux mêmes scénarios hors variante. Source : Artelys, 2023

Cela entraîne un surcoût dans les deux scénarios⁵, porté principalement par l'augmentation des coûts d'approvisionnement en énergie (gaz et électricité), comme décrit dans la Figure 8 ci-dessus. Avec un surcoût de 1,5 milliard d'euros par an, le scénario « S2 électrifié » est le plus impacté par cette variante, tandis que le surcoût pour « S1 équilibré » est compris entre 1,3 et 1,4 milliard d'euros par an (selon que l'on considère un taux de biométhane à 10% ou 20%). Par ailleurs, dans cette variante, le scénario « S1 équilibré » reste légèrement moins émetteur de gaz à effet de serre que le scénario « S2 électrifié ».

7. Le scénario le plus électrifié est plus sensible à une vague de froid.

Une vague de froid en France comparable à celle de février 2012 (avec des températures qui varient entre 0°C et -10°C sur une période de 2 semaines), conjuguée à une production réduite des énergies renouvelables en Europe (telle qu'observée en novembre 2010 pendant 2 semaines également), entraîne une augmentation significative de la pointe de demande électrique. Celle-ci passe en effet de 105,3 GW à 106,5 GW dans « S1 équilibré », et de 109,1 GW à 112,3 GW dans « S2 électrifié ». Cette différence est principalement due à une hausse importante de la demande des pompes à chaleur air-eau, moins efficaces quand la température extérieure est basse.

Cela a pour conséquence une augmentation des imports d'électricité et de la production des centrales thermiques, ainsi qu'un besoin de capacités de pointe supplémentaires de 8,7 GW dans « S1

⁵ Ces résultats ne prennent pas en compte le moindre coût des rénovations effectuées dans le cadre de cette variante.

équilibré » (par rapport au même scénario hors variante), contre 12,1 GW dans « S2 électrifié ». À titre de comparaison, cela représente un doublement du parc de centrales thermiques au gaz de la France qui en possédait environ 12 GW en 2019 ⁶.

Financièrement, le scénario « S2 électrifié » est ainsi nettement plus impacté par la vague de froid, en raison du besoin plus important de capacités de pointe et de renforcement du réseau de distribution et de transport d'électricité dans ce scénario, comme décrit sur la Figure 9 ci-dessous. En effet, la variante V3 – vague de froid entraîne un surcoût de 1,3 milliard d'euros par an dans « S1 équilibré », contre 1,6 milliard d'euros par an dans « S2 électrifié ».

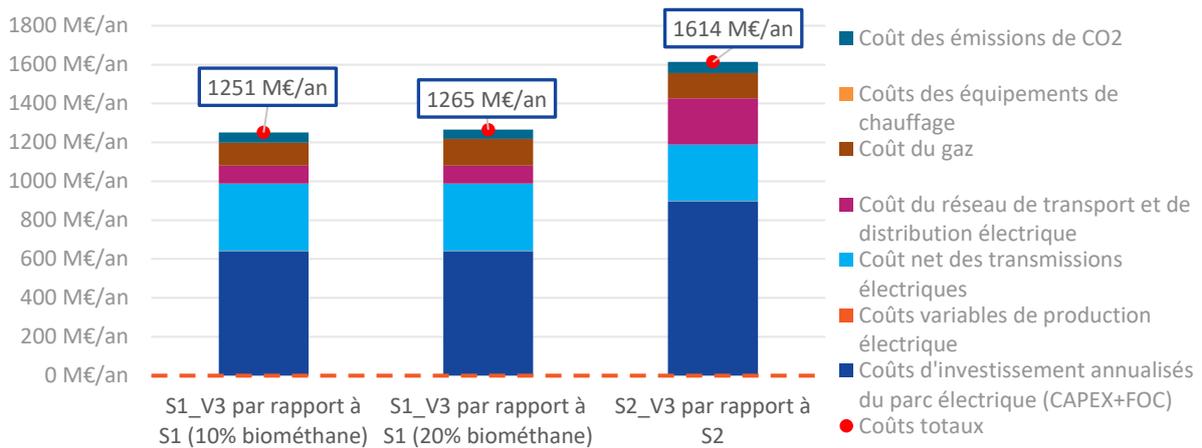


Figure 9 – Comparaison des coûts complets annuels à l'échelle de la France en 2030 pour chaque scénario dans la variante V3 (vague de froid accru), par rapport aux mêmes scénarios hors variante. Source : Artelys, 2023

⁶ source : [EDF](#)

CONCLUSIONS

Pour rappel, la présente étude compare, en coûts complets et toutes choses égales par ailleurs (nombre de logements, rythme de rénovations, hypothèses d'évolution des autres modes de chauffage, prévisions sur les autres secteurs que celui du bâtiment, ...), deux scénarios d'évolution de la part du chauffage électrique et du chauffage au gaz dans les logements à 2030. L'un (« S2 électrifié ») correspondant à une électrification accélérée du chauffage, typiquement par une mesure d'interdiction ou de « désincitation massive » des chaudières au gaz, et l'autre (« S1 équilibré ») correspondant à une poursuite de la baisse tendancielle des consommations de gaz (par des pertes « naturelles » de clients gaz et l'amélioration de la performance des chaudières) doublée d'un développement significatif de la PAC hybride.

À l'échelle de la collectivité, en prenant en compte les coûts des systèmes énergétiques (production d'énergie et réseaux) et les coûts des équipements de chauffage et de production d'ECS (Eau Chaude Sanitaire), le scénario « S1 équilibré » est moins coûteux que le scénario « S2 électrifié ». La différence est de plus d'1 milliard d'euros par an à l'horizon 2030 (dont 600 millions d'euros au titre des importations supplémentaires d'électricité dans « S2 électrifié », qui pèsent sur la balance commerciale) lorsque l'on considère un taux de biogaz commun aux deux scénarios.

En outre, les émissions de CO₂ sont proches dans les deux scénarios (et même un peu plus faibles dans le scénario « S1 équilibré »). En effet, les émissions de CO₂ économisées dans le scénario « S2 électrifié » du fait de la baisse des consommations de gaz dans les logements sont totalement reportées sur le parc de production électrique européen, en raison d'une utilisation plus forte des moyens flexibles carbonés. Ce résultat traduit le fait qu'à l'horizon 2030 (et sans doute au-delà), les moyens de production d'électricité décarbonée resteront insuffisants pour couvrir la consommation hivernale, dont toute augmentation devra être couverte en quasi-totalité par des centrales thermiques au charbon, au gaz ou au fioul.

Par ailleurs, si on considère uniquement les émissions directes du secteur du bâtiment en France, le scénario « S1 équilibré » avec un taux de biogaz « boosté » et le scénario « S2 électrifié » émettent environ 31 millions de tonnes de CO₂ en 2030. Avec un taux de biogaz de 10% dans le réseau, le scénario « S1 équilibré » émet alors 34 millions de tonnes de CO₂. Ce chiffre pourrait être aligné sur l'objectif fixé par le Secrétariat Général à la Planification Écologique (30 millions de tonnes de CO₂ émis par le secteur du bâtiment en 2030) en actionnant différents leviers : accélération de la sortie du fioul (sortie à 90% au lieu de 75%), accélération du rythme et de l'intensité des rénovations (par exemple en s'alignant sur les hypothèses prises par le SGPE au lieu de celles de RTE retenues dans la présente étude).

Enfin, les écarts de coûts et de quantités de CO₂ émis à l'échelle européenne se creusent lorsqu'on considère les aléas suivants : disponibilité réduite du nucléaire, rythme de rénovation ralenti par rapport aux objectifs gouvernementaux et vague de froid.

Le scénario « S1 équilibré » combine ainsi un moindre coût complet, une meilleure robustesse aux aléas considérés (moindre disponibilité du nucléaire, moindre rénovation, vague de froid), et des émissions de gaz à effet de serre à l'échelle européenne équivalentes à « S2 électrifié » pour un taux de biogaz commun aux deux scénarios, voire significativement plus faibles pour un taux de biogaz « boosté » dans S1.

Dans les limites de l'étude réalisée, le scénario « S1 équilibré », sans interdiction de la chaudière gaz, apparaît donc plus intéressant du point de vue de la collectivité que le scénario « S2 électrifié ».