

# QUELLES ALTERNATIVES EN 2050 POUR UNE NEUTRALITE CARBONE DANS LE RESIDENTIEL ?

---

IMPACT SUR LE SYSTEME ELECTRIQUE ET EVALUATION  
DES COUTS COMPLETS

*EXTRAIT - SCENARIOS D'HYBRIDATION*

## AUTEURS

Les travaux ont été réalisés par les personnes suivantes :

- Direction de projet (Artelys) : Laurent Fournié, Rébecca Aron
- Chef de projet (Artelys) : Ghita Kassara
- Modélisation des systèmes énergétiques, quantification, calculs économiques (Artelys) : Luc Humberst, Antoine Crépin

**Artelys** est une entreprise spécialisée en optimisation, prévision et aide à la décision. A travers la réalisation d'une centaine d'études et de projets logiciels dans le domaine de l'énergie, Artelys est devenu un acteur de référence en optimisation et analyse technico-économique de grands systèmes énergétiques. Artelys a notamment développé une suite logicielle, Artelys Crystal, dédiée à l'optimisation économique de la gestion et des investissements sur les systèmes énergétiques.

Depuis 2014, **Coénove** rassemble les acteurs de la filière gaz, en particulier de l'efficacité énergétique du bâtiment. Ses membres partagent la conviction que la réussite de la Transition Énergétique passera par la reconnaissance de la complémentarité entre les vecteurs énergétiques. Consciente de l'ampleur des enjeux, Coénove se veut proactive en exploitant tous les canaux possibles (table rondes, publications d'études par son comité scientifique et technique, etc.) afin de :

- Promouvoir le développement des énergies renouvelables, en insistant sur la complémentarité des EnR électriques et des EnR thermiques dont le gaz et en proposant des points réguliers sur l'avancement et les perspectives du développement des gaz renouvelables,
- Renforcer la sécurité d'approvisionnement énergétique en privilégiant des trajectoires multi-énergies,
- Encourager la transformation énergétique du bâtiment et notamment la réduction des consommations,
- Contribuer à la Croissance Verte en rappelant les avantages en termes d'emplois (sur le territoire) et de réduction de la facture énergétique des stratégies qu'elle défend.

## Edito

*En 2014, Coénove est née d'une double conviction : la réussite de la transition énergétique ne pourra être atteinte sans des efforts drastiques d'efficacité énergétique et un recours à un mix énergétique pluriel et diversifié, s'appuyant sur les forces de chacune des énergies, dont le gaz, devenu progressivement renouvelable.*

*Ce n'est, en effet, pas parce que l'électricité est majoritairement décarbonée en France qu'elle doit être considérée comme une réponse unique à la décarbonation de notre mix énergétique. Vue la place aujourd'hui du gaz dans le bâtiment, vecteur principal de chauffage des Français, décarboner le mix revient avant tout à décarboner le gaz. Un travail déjà à l'œuvre dans les territoires, au travers de la méthanisation notamment qui montre qu'il est possible de produire au quotidien et localement du gaz renouvelable et de rapprocher production et consommation.*

*La prise de conscience du changement climatique s'est encore récemment amplifiée dans la loi Energie-Climat qui vise désormais la neutralité carbone en 2050. La trajectoire est jalonnée par la Stratégie Nationale Bas Carbone dont la première version a été rédigée début 2019.*

*Cette dernière met principalement l'accent sur l'électrification des usages, sans véritablement explorer d'autres voies, en occultant les effets pervers de cette électrification que ce soit sur l'aggravation de la pointe électrique hivernale ou sur le devenir d'actifs historiques, propriétés des collectivités territoriales tels que les infrastructures gazières.*

*Coénove est convaincue qu'il n'y a pas qu'une seule voie pour atteindre la neutralité carbone et que d'autres sont possibles. C'est en ce sens que cette étude a été menée, sans idée préconçue, ni a priori idéologiques. Elle répond à l'objectif structurant de neutralité carbone en prenant en considération les mêmes contraintes, notamment sur la disponibilité de la biomasse. Cette étude montre que d'autres scénarios sont possibles, apportant même de meilleures réponses sur le passage de la pointe, la sécurité d'approvisionnement, mais également le coût global pour la collectivité.*

*A partir des grands corps d'hypothèses retenus par la SNBC dans le secteur résidentiel, cette étude s'appuie sur deux partis pris tout à fait réalistes : un mix énergétique plus équilibré et des évolutions de technologies d'ici 2050 plus conformes aux besoins du secteur. Ainsi, la SNBC ne fait aucune mention des PAC hybrides dans son scénario, alors que cet équipement, déjà sur le marché aujourd'hui, permet de tirer le meilleur parti de chacune des technologies, pompe à chaleur d'une part, chaudière THPE d'autre part et de ne pas aggraver la pointe électrique hivernale.*

*Des scénarios alternatifs en sus du scénario SNBC ont donc été étudiés par les équipes d'Artelys et le scénario « Hybridation- vision Coénove » nous paraît mériter d'être creusé plus avant.*

*Cette étude montre bien qu'il existe d'autres voies que la vision de la SNBC portée par le Gouvernement à date et contribue ainsi à la réflexion en questionnant sur des voies d'optimisation. Si l'on peut faire mieux avec moins... pourquoi s'en priver ?*

Bernard AULAGNE

Président de Coénove

# Synthèse

## CONTEXTE ET OBJECTIFS

Avec son Plan Climat de 2017, la France s'est donnée comme objectif d'atteindre la neutralité carbone à horizon 2050 de façon à se montrer exemplaire dans la lutte contre le changement climatique. L'atteinte de cet objectif nécessitera d'opérer des mutations profondes du secteur énergétique afin d'utiliser au mieux les différents potentiels de ressources renouvelables. Pour cela, le Ministère de la Transition écologique et solidaire a publié une première version de sa Stratégie Nationale Bas Carbone, dans laquelle l'électricité, la biomasse et les déchets jouent un rôle central avec une part de marché passant de 54% en 2015 à 82% en 2050. La ressource biomasse étant limitée, la SNBC prévoit une électrification importante de l'ensemble des usages de l'énergie.

Pour le secteur résidentiel, la SNBC envisage un programme très ambitieux de rénovations et l'installation de plus de 19 millions de pompes à chaleur électriques<sup>1</sup> dans les logements neufs et rénovés. Ainsi, le scénario SNBC privilégie la voie de l'électrification massive des usages dans le résidentiel au détriment des autres vecteurs et pose la question du devenir des réseaux de gaz.

**L'objectif de cette étude est donc d'explorer des scénarios alternatifs de mix d'équipements dans le résidentiel à l'horizon 2050 et d'évaluer leurs impacts sur les consommations d'énergie, la pointe électrique, la fourniture de gaz et sur les coûts complets pour la collectivité.**

En sus du scénario SNBC de référence, deux scénarios alternatifs sont exposés et se placent eux-aussi dans le cadre de neutralité carbone en 2050 et de ressources biomasse limitées de la SNBC. Un développement important du gaz renouvelable est supposé en 2050, sans recours au gaz naturel. Les consommations des secteurs tertiaire, industrie et mobilité sont identiques à la SNBC. Le parc résidentiel tel qu'envisagé par la SNBC est reconstitué, en identifiant l'ensemble des hypothèses de déformation du parc (rénovations, constructions neuves, démolitions) identiques au scénario national.

Le mix d'équipements de chauffage et d'Eau Chaude Sanitaire varie selon les scénarios considérés et détermine les consommations par vecteur énergétique des scénarios. Ainsi, les scénarios conduisent à une division par au moins 2 des consommations actuelles de gaz pour le secteur résidentiel. Plus précisément, les scénarios alternatifs étudiés sont décrits ci-dessous :

- Un scénario « **Hybridation du scénario SNBC** » : les PAC électriques qui viennent en substitution des chaudières gaz dans le scénario « SNBC AMS » sont remplacées par des PAC hybrides (association d'une PAC électrique de petite puissance et d'une chaudière à très haute performance en appoint) pour limiter la pointe de demande électrique. Au total 4,7 millions de logements sont équipés de PAC hybrides.
- Un scénario « **Hybridation – vision Coénove** » pour lequel les infrastructures de distribution de gaz sont également maintenues : le nombre de logements raccordés au réseau de gaz en 2050 est similaire à l'actuel, avec le développement de PAC hybrides. Au total 7,4 millions de logements sont équipés de

<sup>1</sup> Comme mentionné dans la SNBC, on suppose que les PAC électriques sont complétées par des systèmes à effet joule activés les jours les plus froids.

PAC hybrides. Ce scénario prend en compte des mesures supplémentaires<sup>2</sup> portant sur l'adaptabilité des équipements de chauffage aux typologies de logements et sur les transferts d'énergie dans les logements entre l'état actuel et 2050.

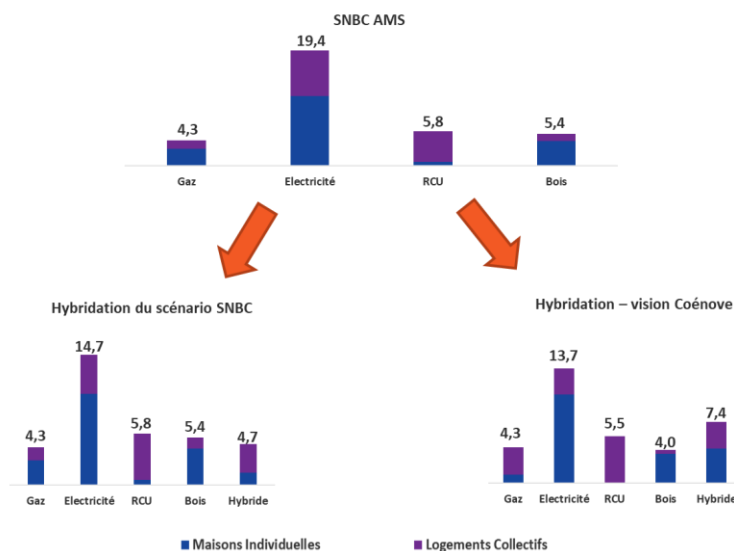


Figure 1 Parcs de logements résidentiels pour les scénarios étudiés

	Référence SNBC AMS	Hybridation du scénario SNBC	Hybridation vision Coénove
Neutralité carbone	✓	✓	✓
100 % de gaz renouvelable	✓	✓	✓
Ressource biomasse limitée	✓	✓	✓
Nombre de logements raccordés au réseau de gaz	4.3 M	9.0 M	11.7 M
Recours aux PaCs hybrides	✗	✓	✓
Transferts d'énergie dans les logements résidentiels	SNBC	SNBC	Vision Coénove
Adaptabilité des équipements aux typologies de logement	SNBC	SNBC	Vision Coénove

Tableau 1 Hypothèses principales des scénarios considérés

<sup>2</sup> Les PAC gaz individuelles ne sont pas retenues en immeubles collectifs et sont présentes en maisons individuelles ; les chaudières THPE ne sont pas retenues en maisons individuelles et sont présentes en logements collectifs. Les PAC hybrides sont favorisées en maisons individuelles mais sont aussi présentes en logements collectifs. Ce choix se base sur une analyse de marché actuelle menée par Coénove portant sur les technologies de chauffage gaz dans le secteur résidentiel.

## IMPACTS SUR LE PROFIL DE DEMANDE ÉLECTRIQUE

### **Pour l'ensemble des scénarios, la saisonnalité des consommations électriques baisse par rapport à la situation actuelle**

Malgré l'électrification massive du chauffage (doublement des logements chauffés à l'électricité pour le scénario SNBC AMS), les actions d'efficacité énergétique - isolations et développement de pompes à chaleur - permettent de réduire la part du chauffage électrique de 60 TWh à 38 TWh dans le secteur du bâtiment. Sur l'ensemble des secteurs, la différence de consommation électrique entre l'hiver et l'été passe de +34% aujourd'hui à +18% en 2050.

### **Le développement massif de pompes à chaleur induit cependant une augmentation de la pointe électrique les jours les plus froids**

Lors des jours les plus froids, la baisse des températures entraîne l'augmentation des besoins de chauffage (pointe de demande saisonnière). Cette augmentation est accentuée par l'utilisation des équipements ménagers et de l'eau chaude sanitaire (pointe journalière). De plus, lorsque les températures sont les plus basses, les capacités et coefficients de performance des pompes à chaleur électriques baissent. Par ailleurs, les pompes à chaleur n'étant pas dimensionnées pour couvrir seules les besoins de chaleur des logements, les systèmes à effet joule en complément démarrent, avec une efficacité médiocre (≈38% en énergie primaire). Au total, les analyses réalisées évaluent une augmentation de la pointe de plus de 12 GW pour le scénario SNBC AMS (114 GW pour la pointe à 19h, vs 102 GW en 2012, pointe maximale historique, à conditions de température équivalentes).

### **Un mix énergétique plus équilibré (diversification du mix énergétique ou PaC hybrides) permet de réduire significativement la pointe électrique**

Dans les scénarios « Hybridation du scénario SNBC » et « Hybridation – vision Coénove », l'utilisation de chaudières gaz en appoint des PAC électriques permet de baisser la pointe de demande électrique de 5 à 7 GW pour une consommation supplémentaire de gaz renouvelable pour le secteur résidentiel comprise entre 7 et 11 TWh.

#### **Recommandations**

- Prendre en compte les mesures de la performance réelle des équipements les jours les plus froids dans l'évaluation de l'impact des stratégies énergétiques sur la pointe de demande électrique.
- Favoriser les solutions techniques (diversification du mix et équipements hybrides) qui permettent de réduire la pointe électrique à moindre coût.

## IMPACTS SUR LE SYSTEME ÉLECTRIQUE ET LA FOURNITURE DE GAZ

### **Une réduction de la pointe de demande électrique permet de limiter le recours aux centrales de pointe au gaz, réduire les coûts réseau et mieux utiliser le potentiel EnR électrique**

Le modèle utilisé pour l'étude<sup>3</sup> permet d'optimiser le parc de production (dont électrolyseurs) pour répondre à la courbe de demande électrique tout en assurant la sécurité d'approvisionnement tout au long de l'année. L'optimisation de l'équilibre offre-demande est réalisée au pas de temps horaire et

---

<sup>3</sup> Artelys Crystal Super Grid

sur plusieurs années climatiques et prend en compte les stockages, les échanges avec les pays européens, le pilotage de la demande (dont flexibilité des véhicules électriques) et la production d'hydrogène par électrolyse. Les hypothèses de coût et de gisement des différentes filières EnR ont été reprises de l'étude Ademe « Trajectoires d'évolution du mix électrique à horizon 2020-2060 »<sup>4</sup>.

Les scénarios alternatifs étudiés évitent l'investissement de 3 à 6 GW de centrales gaz avec une baisse de 1 à 2 TWh des usages gaz pour le secteur électrique. La baisse de la pointe de demande réduit également de 400 à 500 M€/an le coût de renforcement des réseaux électriques. Enfin, la moindre demande de chauffage électrique permet de rediriger une partie de la production EnR française vers des exports d'électricité et vers la production supplémentaire d'hydrogène par électrolyse.

### **Le coût pour le système électrique d'un MWh de consommation d'une PAC électrique est supérieur de 60% à celui d'une PaC hybride**

Pour les scénarios 2050 étudiés, le coût marginal de production de l'électricité<sup>5</sup> est de 70€/MWh en moyenne sur l'année. Si on tient compte du profil de consommation des PAC avec appoint par effet joule (qui consomment fortement aux heures où les prix sont élevés), l'impact pour le système électrique augmente à 110€/MWh. Les PAC hybrides consomment moins que les PAC électriques pendant les heures de prix élevé, le coût marginal moyen de leur consommation électrique reste limité à 70€/MWh.

### **Les besoins supplémentaires de gaz renouvelables restent limités**

Pour les scénarios « Hybridation du scénario SNBC » et « Hybridation – vision Coénove », de 7 à 11 TWh additionnels de gaz sont nécessaires pour le secteur résidentiel par rapport au scénario « SNBC AMS ». Ce volume est compensé par la moindre utilisation de gaz pour le secteur électrique, par la production supplémentaire d'hydrogène par électrolyse et par la production de biogaz par méthanisation (à hauteur de 6 TWh seulement pour le scénario « Hybridation – vision Coénove »).

### **Recommandation**

- Prendre en compte le coût complet de l'électricité, en fonction de son profil de charge, dans l'évaluation des stratégies énergétiques.

## **COUTS COMPLETS DES SCENARIOS ÉTUDIÉS**

### **Le maintien du réseau de distribution de gaz et le développement de pompes à chaleur hybrides, prenant en compte des contraintes de développement des PAC, permettent des économies de 860 millions par an**

La baisse de la pointe électrique grâce aux PAC hybrides dans le scénario « Hybridation du scénario SNBC » permet une économie de 1.1 milliard d'€ par an pour le système électrique (production et réseau), pour un coût d'équipement équivalent et une utilisation des ressources biomasse similaire à

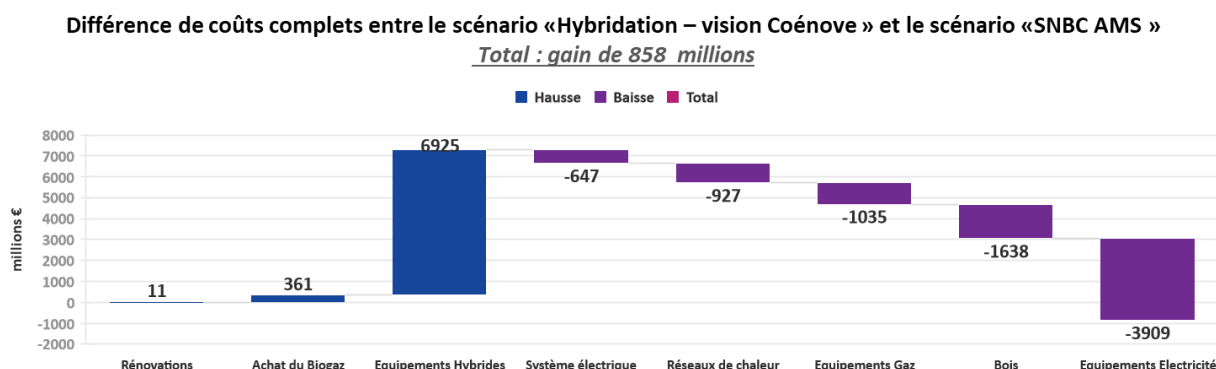
<sup>4</sup>[https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/etude-trajectoires-mix-electrique-2020-2060\\_-\\_rapport-donnees.pdf](https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/etude-trajectoires-mix-electrique-2020-2060_-_rapport-donnees.pdf)

<sup>5</sup> Ces coûts intègrent les coûts de production de l'électricité ainsi que la valeur capacitaire.

celle de la SNBC. La prise en compte de contraintes industrielles portant sur l'adaptabilité des équipements de chauffage aux typologies de logements et sur les transferts d'énergie dans les logements entre l'état actuel et 2050 amène à une économie réelle de 860 M€ par an dans le scénario Hybridation- vision Coénove.

Dans un contexte fortement baissier des consommations de gaz, le coût associé au maintien des infrastructures gaz nécessaires (distribution et impact sur le transport et stockage de gaz) n'a pas été chiffré. Il est, *a priori*, d'un ordre de grandeur inférieur aux économies réalisées.

Ce résultat se maintient pour les différentes analyses de sensibilité réalisées.



**Figure 2 Différence de coûts complets entre le scénario « Hybridation – vision Coénove » et le scénario « SNBC AMS »**  
(gain de 858 millions d'euros par an)

### Les PAC hybrides sont une solution sans regret qui permet de limiter le risque associé à l'atteinte des objectifs de rénovations dans le résidentiel à 2050

Dans l'hypothèse où chaque rénovation réalisée sur le parc de logement résidentiel n'atteindrait que 80% du « niveau BBC rénovation », les PAC hybrides seraient davantage bénéfiques pour le système électrique. En effet, la pointe de demande qui baisse de 4,7 GW (-4,1%) entre le scénario « SNBC AMS » et le scénario « Hybridation – vision Coénove », baisse encore plus à 5,4 GW (-4,7%) dans le scénario Hybridation - vision Coénove lorsque les logements atteignent seulement 80% du niveau BBC rénovation. Les économies relatives au système électrique sont ainsi renforcées.

#### Recommandations

- Accélérer le développement des équipements hybrides en les favorisant notamment via une tarification des réseaux électriques adaptée et/ou un soutien au travers du crédit d'impôt et sa transformation en prime.
- Mettre en place un plan de développement de la filière gaz renouvelable compatible avec les besoins observés en 2050. Que cela soit pour le scénario « SNBC AMS » ou pour les 3 scénarios alternatifs envisagés, un recours important au gaz renouvelable sera nécessaire pour atteindre la neutralité carbone en 2050.
- Valoriser les infrastructures gazières existantes pour bénéficier des services capacitaires qu'elles fournissent.



## Table des matières

AUTEURS .....	2
EDITO.....	3
SYNTHESE .....	4
1 UN OBJECTIF DE NEUTRALITE CARBONE A L'HORIZON 2050 .....	10
2 METHODOLOGIE ADOPTEE ET PRINCIPALES HYPOTHESES .....	14
3 LE SCENARIO « SNBC AMS » PREVOIT UNE ELECTRIFICATION IMPORTANTE DES USAGES .....	22
4 UN MIX ENERGETIQUE PLUS EQUILIBRE PERMET DE REDUIRE LA POINTE ELECTRIQUE .....	25
5 LE SCENARIO « HYBRIDATION - VISION COENOVE » INTEGRE LES AVANTAGES DES TECHNOLOGIES HYBRIDES.....	28
GLOSSAIRE.....	35
6 ANNEXES.....	36
7 REFERENCES .....	40

# 1 Un objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050

## CONTEXTE REGLEMENTAIRE

En décembre 2015, la France a adopté l'accord de Paris, appelant les états signataires à :

- Maintenir le réchauffement climatique en dessous du seuil de **2°C** tout en poursuivant les actions pour le limiter à **1,5 °C**.
- Parvenir à la « **neutralité carbone** » dès la deuxième moitié du XXI<sup>e</sup> siècle. Cet objectif ambitieux implique un équilibre au niveau mondial entre les émissions et les absorptions de gaz à effet de serre.
- Dans le respect du principe de justice climatique, en reconnaissant les principes d'équité et de responsabilités communes mais différenciées et au regard des différentes capacités nationales.

Dès 2017 dans son plan climat mais également dans la Loi Energie Climat adoptée en 2019, la France a fait inscrire l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050 au niveau national, c'est-à-dire sans recours à de la compensation via des crédits internationaux. Dans cette optique, et conformément à la loi LTECV, le gouvernement a publié en 2018 la nouvelle Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC) ainsi que deux scénarios énergétiques correspondants.

## LA SNBC : UNE TRAJECTOIRE PERMETTANT D'ATTEINDRE LA NEUTRALITE CARBONE ...

Le scénario de référence de la SNBC (appelé scénario « Avec Mesures Supplémentaires » ou scénario AMS) propose un chemin pour atteindre cet objectif de neutralité carbone. Dans ce scénario, le recours aux **puits de carbone est limité** à la compensation de GES incompressibles ou inévitables, comme les émissions non énergétiques du secteur agricole ou les émissions énergétiques dues au transport aérien. De ce fait, l'ensemble des **consommations et productions énergétiques** sur le territoire français devront être **décarbonées**.

Les trois sources d'énergie décarbonées possibles sont : l'électricité décarbonée, la biomasse et la chaleur renouvelable issue de l'environnement (pompes à chaleur aérothermiques ou géothermiques, solaire thermique...). **La ressource biomasse étant limitée** et devant être partagée entre la biomasse solide, les biocarburants et le gaz renouvelable, la SNBC prévoit une **électrification importante** de l'ensemble des usages de l'énergie via un recours important aux pompes à chaleur électriques.

## ... AVEC DES AMBITIONS FORTES DANS LE SECTEUR DU BATIMENT...

Le secteur du **bâtiment** représentait, en 2015, 20% des émissions nationales de gaz à effets de serre. La SNBC vise une réduction de **95%** de ces émissions, qui ne représenteront plus que **6%** des émissions nationales. Le scénario AMS repose sur deux leviers principaux, l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments d'une part et le changement du mix énergétique d'autre part.

L'amélioration de l'**efficacité énergétique** des bâtiments est réalisée via le renforcement progressif de la réglementation environnementale pour les constructions neuves, l'intensification des rénovations thermiques et des changements de comportement menant à une meilleure sobriété énergétique.

Le **mix énergétique** dans le secteur du bâtiment est supposé complètement **décarboné** et repose sur **une électrification importante** des usages. En particulier, le chauffage voit son mix énergétique évoluer de manière drastique. Le scénario AMS de référence envisage en effet une sortie du charbon puis du fioul domestique, un recours aux réseaux de chaleur urbains dans les zones denses, aux pompes à chaleur électriques et à la biomasse combustible dans les maisons individuelles. La place du **gaz renouvelable** dans le secteur résidentiel est fortement **restreinte**, du fait de la **contrainte annoncée sur la disponibilité des ressources en biomasse**.

### ... QUI POSENT LA QUESTION DU DEVENIR DES RESEAUX DE GAZ

Ainsi, le scénario AMS prévoit une consommation de gaz en forte diminution pour l'ensemble des secteurs, et en particulier dans le secteur du bâtiment. La contrainte limitant les ressources en biomasse est particulièrement dimensionnante dans la mesure où elle restreint de fait le recours à la biomasse combustible et au gaz renouvelable pour le chauffage.

Le scénario alternatif de la SNBC appelé « **Hypothèse gaz haut** » questionne la contrainte de la répartition des ressources en biomasse pour laisser une place plus importante au vecteur gaz. Il aboutit alors à une consommation de gaz de 100 TWh supérieure au scénario de référence.

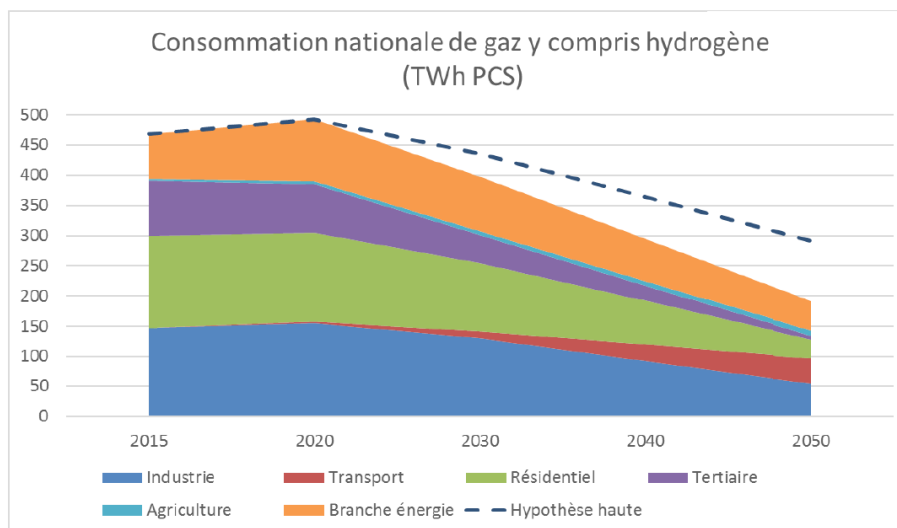


Figure 1 Consommation nationale de gaz en 2050 d'après la SNBC

Dans ce contexte fortement baissier des volumes de consommations de gaz, le scénario SNBC AMS prévoit par ailleurs une division par 2.7 du nombre de logements raccordés au réseau de gaz.

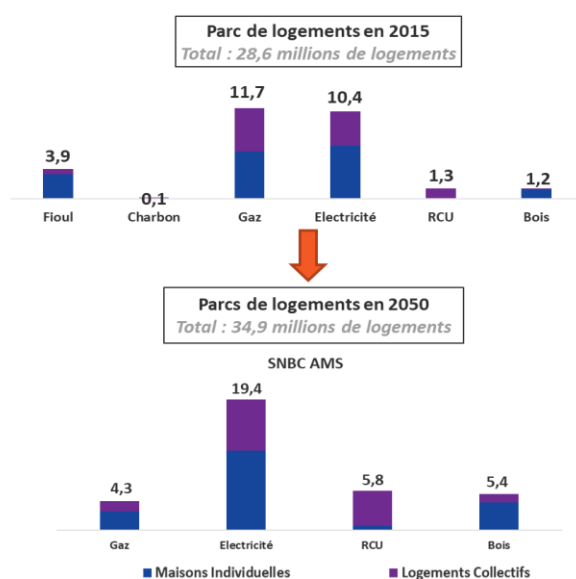


Figure 2 Evolution du parc de logements résidentiels entre 2015 et 2050, d'après la SNBC

L'électrification importante des usages dans le résidentiel au détriment du vecteur gaz ainsi que les transferts énergétiques prévus dans le résidentiel, tels que décrits dans le scénario de référence de la SNBC, soulèvent plusieurs questions :

- Quel impact de l'électrification des usages sur la **sécurité de l'approvisionnement et sur la dépendance énergétique aux pays voisins** ? En effet, on peut se questionner sur le **coût supplémentaire** pour assurer l'équilibre offre-demande lors des jours de grand froid, dans un contexte européen où la contribution croissante des énergies renouvelables intermittentes rend de plus en plus coûteux les pointes de consommation électrique en hiver.
- Quel devenir des **infrastructures gazières existantes** ? La SNBC préconise d'ailleurs dans ses orientations de « *préciser les options pour mieux éclairer les choix structurants de long terme, notamment le devenir des réseaux de gaz* ».

## QUELLES ALTERNATIVES AU SCENARIO AMS ?

**L'objectif de cette étude est d'explorer des scénarios alternatifs de part des énergies et de mix d'équipements dans le résidentiel à l'horizon 2050 et d'évaluer leurs impacts sur les consommations d'énergie, la pointe électrique, la fourniture de gaz et sur les coûts complets pour la collectivité.**

Le scénario de référence est le scénario « SNBC AMS » qui reprend les hypothèses du scénario gouvernemental.

Les scénarios alternatifs étudiés se placent également dans le cadre de neutralité carbone en 2050 et de ressources biomasse limitées de la SNBC. Dans l'ensemble des cas, un développement important du gaz renouvelable est supposé en 2050, sans recours au gaz naturel. Les consommations des secteurs tertiaire, industrie et mobilité sont identiques à la SNBC. Le parc résidentiel tel qu'envisagé par la SNBC est reconstitué, en identifiant l'ensemble des hypothèses de déformation du parc (rénovations,

---

constructions neuves, démolitions) identiques au scénario national. Le mix d'équipements de chauffage et d'eau chaude sanitaire varie selon les scénarios considérés.

Le premier scénario alternatif analysé appelé « **Hybridation du scénario SNBC** » analyse un mix d'équipements similaire à celui du scénario « SNBC AMS », mais avec l'utilisation de pompes à chaleur hybrides<sup>6</sup> dans les logements actuellement chauffés au gaz et qui sont transférés vers l'électricité dans le scénario SNBC. Au total 4,7 millions de logements sont équipés de PAC hybrides.

Enfin, le scénario « **Hybridation – vision Coénove** » est analysé. Il suppose le maintien du nombre de logements raccordés au gaz en 2050 via un développement des PAC hybrides. Au total 7,4 millions de logements sont équipés de PAC hybrides. Celles-ci sont installées dans une partie des logements actuellement chauffés au gaz et au fioul ainsi que dans une partie des logements neufs. Par ailleurs, ce scénario prend en compte des mesures supplémentaires portant sur l'adaptabilité des équipements de chauffage aux typologies de logements considérées.

---

<sup>6</sup> Association d'une PAC électrique de petite puissance et d'une chaudière à très haute performance

## 2 Méthodologie adoptée et principales hypothèses

### APPROCHE

La méthodologie suivie consiste à reconstituer le scénario AMS de la SNBC du point de vue du **parc de logements résidentiels**. Ce scénario « SNBC AMS » sert de point de départ pour les scénarios alternatifs, pour lesquels un travail de scénarisation est mené en faisant varier un certain nombre de paramètres substantiels.

**Le parc de logements en 2016 est reconstitué et sa déformation à horizon 2050 est simulée.** Le schéma ci-dessous récapitule la méthode adoptée. Le nombre de logements en 2050 est déduit à partir du nombre actuel de logements, du nombre de constructions neuves et de démolitions. Ensuite, des hypothèses de dynamique de rénovation permettent de caractériser les besoins d'énergie utile pour le parc en 2050. Ces hypothèses de déformation du parc de logements sont communes à l'ensemble des scénarios. La scénarisation de l'approvisionnement (choix du vecteur de chauffage et d'ECS et du mix d'équipements) permet de distinguer les scénarios. Une fois les scénarios obtenus, un calcul **des coûts complets du parc résidentiel** par scénario par différence avec le scénario SNBC-AMS est effectué.

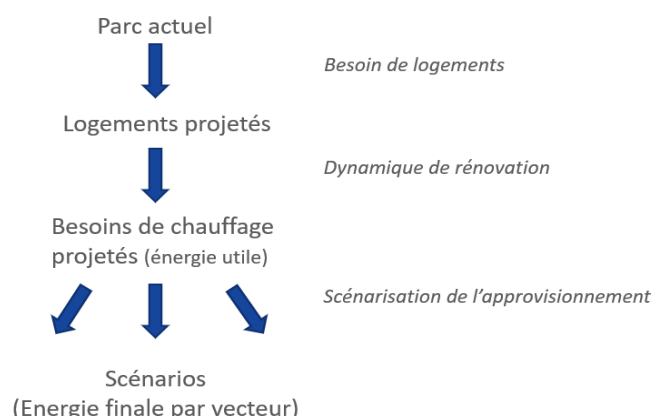


Figure 3 Méthodologie de déformation du parc résidentiel à 2050

L'optimisation du parc de production pour répondre aux demandes électriques des scénarios est réalisée. Les demandes électriques pour le chauffage et l'ECS sont issues de la première phase et dépendent de chaque scénario. **Les consommations des autres usages du résidentiel et des autres secteurs sont supposées invariantes d'un scénario à l'autre et correspondent aux niveaux de la SNBC.**

L'optimisation du parc de production permet d'évaluer l'impact des niveaux et des profils de demande sur la sécurité de l'approvisionnement et sur les coûts complets du parc de production pour chaque scénario. L'outil Artelys Crystal réalise alors l'optimisation conjointe des investissements du parc de production électrique et son utilisation afin d'assurer l'équilibre offre-demande à pas de temps

horaire, pour 7 années de données météo (température, vent et ensoleillement). L'approche utilisée est similaire à celle de l'étude Ademe « Trajectoires d'évolution du mix électrique à horizon 2020-2060 », mais avec un zoom sur l'année 2050 uniquement.

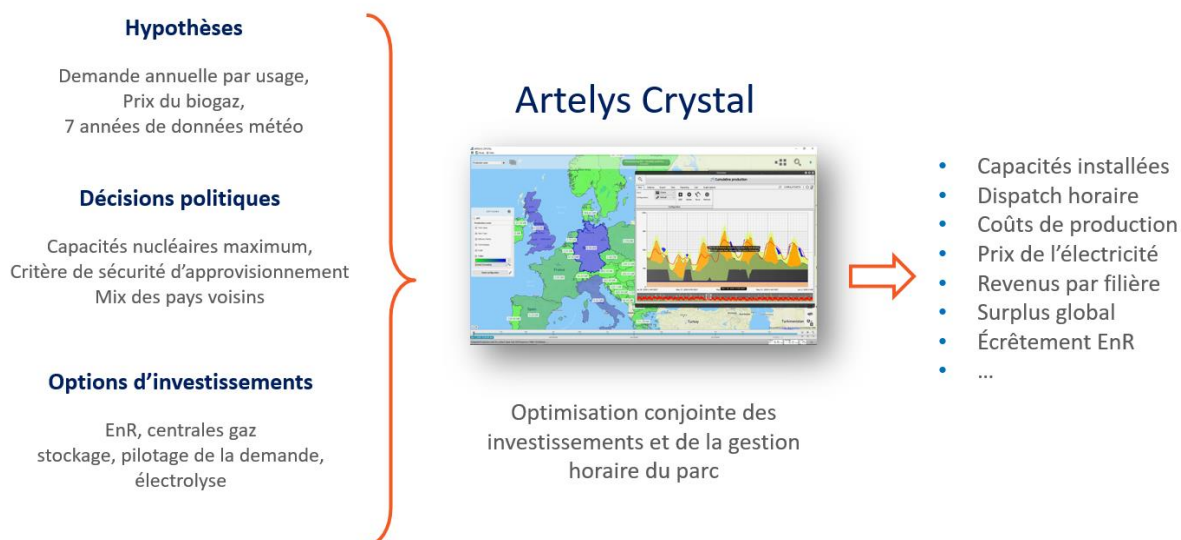


Figure 4 Méthodologie d'évaluation de l'impact sur le système électrique

## EVOLUTION DU PARC DE LOGEMENTS RESIDENTIELS ENTRE 2016 ET 2050

La caractérisation du **parc actuel** est issue des données du CEREN (2016). Le modèle réalisé distingue les logements par typologie (maison individuelle ou logement collectif), par date de construction, par type de chauffage (chauffage individuel ou collectif) et par vecteur de chauffage. Le périmètre considéré est celui des résidences principales.

L'évolution du **besoin de logements** est déterminée par les évolutions démographiques (croissance de population et décohabitation) et observe la même dynamique que celle décrite dans la SNBC, avec un rythme moyen de 240 000 logements neufs par an. La ventilation des logements entre maisons individuelles et logements collectifs est issue des visions de l'ADEME et suppose une proportion des logements collectifs dans les constructions neuves en nette augmentation, supérieure à un seuil de 60% (contre 42% actuellement). Les logements neufs construits après 2030 sont au niveau du label « BEPOS Effinergie »<sup>7</sup>. Les logements construits entre 2020 et 2030 ont un niveau de performance thermique intermédiaire entre la RT2012 et le label BEPOS.

Le **rythme de rénovation** augmente progressivement et passe de 500 000 rénovations performantes par an d'ici la fin du quinquennat à 700 000 rénovations performantes par an en 2035. L'objectif de la

<sup>7</sup> Label Effinergie E+C-, avec un niveau « Energie » égal à 3. Voir <https://www.effinergie.org/web/les-labels-effinergie/le-label-bepos-bepos-effinergie-2017> pour plus d'informations.

SNBC d'arriver à un parc de logements existants présentant un niveau **100% BBC Rénô<sup>8</sup>** en moyenne est pris en compte.

Le parc de logements obtenu en 2050 est présenté ci-après. Il est commun à tous les scénarios.

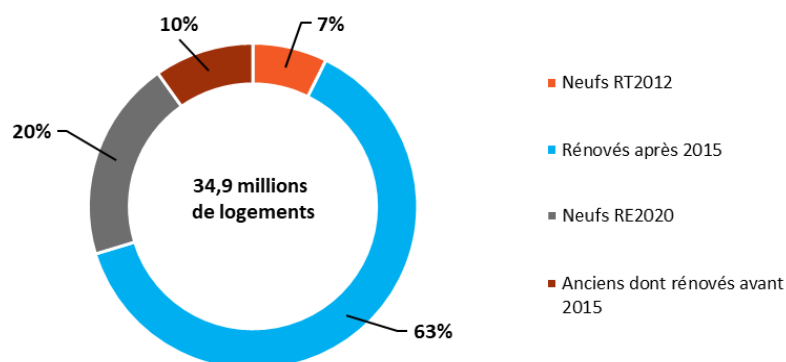


Figure 5 Parc de résidences principales en France en 2050, interprétation de la SNBC

Au sein de chaque vecteur de chauffage, un **mix d'équipements** est considéré. Pour le vecteur électrique, on suppose que 4% des logements chauffés à l'électricité le sont uniquement via un chauffage à effet Joule et que les logements restants sont équipés de pompes à chaleur. On se réfère aux projections de l'AFPAC<sup>9</sup> pour la répartition des pompes à chaleur telle que décrite par le graphique ci-dessous. Pour le vecteur gaz, un tiers des logements chauffés au gaz ont une chaudière THPE et les deux tiers restants ont une pompe à chaleur au gaz, suivant notre interprétation de la SNBC.

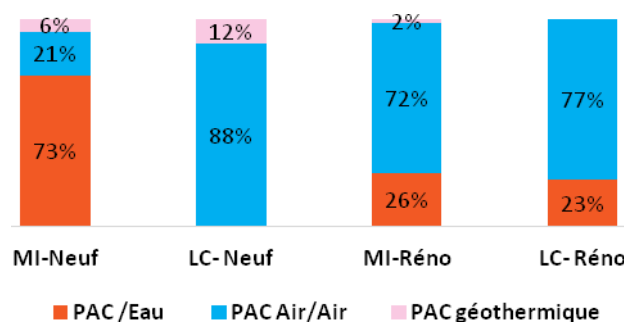


Figure 6 Répartition des pompes à chaleurs électriques, d'après l'AFPAC en 2050

<sup>8</sup> Bâtiment Basse Consommation

<sup>9</sup> « La pompe à chaleur, de nos ambitions 2030 à nos perspectives 2050 », AFPAC



Concernant l'équipement d'ECS<sup>10</sup>, on suppose que les équipements de chauffage produisent, quand cela est techniquement possible de l'ECS via l'ajout éventuel d'un ballon d'eau chaude (pour les chaudières THPE collectives et les pompes à chaleur supposées en double service). Dans le cas de la pompe à chaleur air/air, on considère que 50% des installations sont accompagnées d'un chauffe-eau thermodynamique et que les 50% restants sont accompagnés d'un ballon d'eau chaude.

## CALCUL DU COUT COMPLET DU PARC DE LOGEMENTS

Le calcul des coûts complets du parc de logements inclut les trois postes suivants : le coût d'investissement et de maintenance **des équipements de chauffage et d'ECS**, les **coûts des rénovations nécessaires à atteindre un parc en moyenne 100% BBC Réno** et les coûts des **réseaux de chaleur urbains**. Il convient de noter que les coûts sont toujours calculés en **différentiel** par rapport une situation de référence, qui est celle du scénario « SNBC AMS ». Le mode de calcul des coûts d'approvisionnement en bois, électricité et gaz renouvelable est décrit dans le paragraphe suivant. Le taux d'actualisation retenu pour le calcul des coûts complets des équipements est de 4.5%<sup>11</sup>.

### Coût des équipements de chauffage et d'ECS

Les caractéristiques **technico-économiques** des équipements de chauffage et d'ECS sont issues de l'étude européenne ASSET<sup>12</sup> qui fournit des projections de rendements, de coûts d'achats et d'installation en €/kW à horizons 2030 et 2050. De plus, la base de données définit une hypothèse haute et une hypothèse basse autour de chaque valeur de référence retenue. Ces triplets de valeurs ont ainsi permis de tester la sensibilité des analyses aux aléas technologiques ou économiques.

	Actuel	2050
<b>Chaudière à condensation</b>	0,87	0,98
<b>Chaudière bois</b>	0,72	0,79
<b>PAC Gaz</b>	1,3	1,96
<b>PAC air/eau</b>	3,3	4,98
<b>PAC air/air</b>	2,38	3,75

Figure 7 Rendements de génération<sup>13</sup> des équipements de chauffage d'après la base ASSET (hypothèses médianes)

<sup>10</sup> Eau Chaude Sanitaire

<sup>11</sup> Source : rapport Emile Quinet 2013 « Evaluation socioéconomique des investissements publics »

<sup>12</sup> « Technology pathways in decarbonisation scenarios », ASSET, 2018

<sup>13</sup> Les rendements globaux, incluant les rendements de distribution et d'émissions, sont calculés via la méthode 3-CL

	Actuel	2050
Chaudière à condensation	195	210
Chaudière bois	410	442
PAC gaz	1176	942
PAC air/eau	1036	960
PAC air/air	784	673

**Figure 8 Coûts d'investissement et d'installation en €/kW des équipements de chauffage d'après la base ASSET (hypothèses médianes)**

Les tableaux ci-dessus illustrent l'amélioration très importante du COP des pompes à chaleur ainsi que la baisse de leurs coûts d'investissements (en €/kW) supposée d'ici 2050.

Afin de calculer les coûts d'investissement en €, des hypothèses de **dimensionnement des équipements** ont été construites. La puissance de chaque équipement a été calculée selon la typologie du logement (maison individuelle ou logement collectif), sa performance énergétique (ancien, rénové ou neuf) et les besoins d'ECS pour obtenir des dimensions entre 23 kW et 27 kW pour les chaudières à condensation et entre 4 kW et 7 kW pour les pompes à chaleurs.

En plus des coûts d'investissement des solutions de chauffage, les coûts annualisés incluent les coûts de la solution d'ECS, les coûts de maintenance et les coûts de la boucle à eau chaude pour les logements neufs utilisant un chauffage centralisé.

### Coût des rénovations

Chacun des trois scénarios supposant un parc existant BBC en moyenne, des rénovations de profondeur plus ou moins importante sont nécessaires en fonction des rendements des équipements de chauffage de chaque scénario. Un logement chauffé par une chaudière gaz ou au RCU nécessitera ainsi une rénovation plus lourde qu'un logement chauffé par une pompe à chaleur. Afin de chiffrer le coût lié à ces rénovations, la base ASSET fournit les **coûts de rénovation en €/m2** en fonction de l'impact de la rénovation souhaitée.

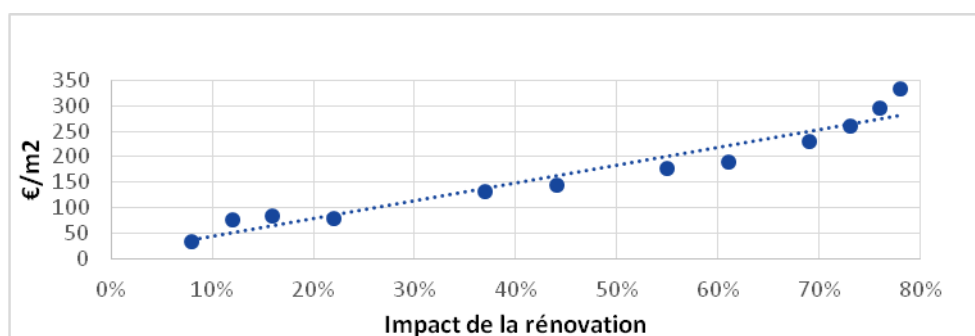


Figure 9 Coût d'investissement en fonction de l'impact de la rénovation d'après la base ASSET. L'axe des abscisses représente le % d'énergie utile économisée.

### Coût des réseaux de chaleur

Les hypothèses sur la part de marché des réseaux de chaleur sont très proches d'un scénario à l'autre. Il est supposé que ces logements supplémentaires sont raccordés à un réseau neuf dont la chaleur est produite essentiellement avec du bois énergie, première source visée par la PPE pour les réseaux de chaleur. Ces réseaux sont supposés en basse pression avec une densité de 4 MWh/mètre linéaire de tranchée. Le coût moyen d'un mètre linéaire de tranchée est de 604 €, correspondant à la moyenne des coûts observés ces dernières années dans la littérature<sup>14 15 16</sup>. Le coût moyen par sous-station est de 13 000€ HT<sup>17</sup>.

### EVALUATION DE L'IMPACT SUR LE SYSTEME ELECTRIQUE ET LE COUT D'APPROVISIONNEMENT EN BOIS ET GAZ RENOUVELABLES

Le système électrique est optimisé via le logiciel Artelys Crystal Supergrid sur la base des hypothèses décrites ci-dessous. Le parc de production résultant garantit la **sécurité d'approvisionnement**, avec un maximum de 3h de défaillance par an en moyenne sur les six années climatiques simulées.

### Profils de consommations d'électricité

Pour chacun des trois scénarios, des profils de consommation d'électricité sont calculés pour **6 années climatiques**, au pas de temps horaire sur la base des travaux réalisés pour la Commission Européenne dans le cadre du projet METIS<sup>18</sup>.

<sup>14</sup> « Etude des coûts d'investissement et d'exploitation associés aux installations biomasse énergie des secteurs collectifs et industriels » (2015), par ADEME, Kalice et Biomasse Normandie

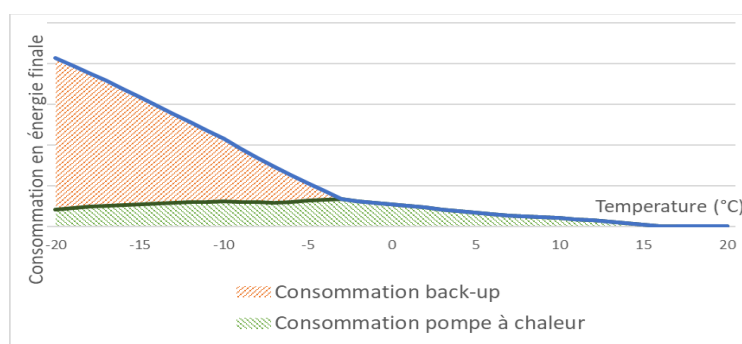
<sup>15</sup> Conseil général des mines (2006)

<sup>16</sup> « District Heating », IEA & ETSAP

<sup>17</sup> « Solutions techniques pour optimiser les réseaux de chaleur dans un contexte de développement de bâtiments basse consommation » AMORCE (2011), correspond à une station collective en basse pression avec un double échangeur

<sup>18</sup> <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/energy-modelling/metis>

Ainsi, des profils horaires de demande électrique par scénario sont construits et permettent de prendre en compte l'impact de la température sur la demande électrique sur la base de données historiques météo. **L'impact de la température sur les performances des pompes à chaleur est notamment pris en compte.** En effet, une pompe à chaleur fonctionnant en mode monovalent (sans appoint) devra avoir une puissance importante pour répondre aux pointes de demande de chaleur, pour une pleine utilisation de sa capacité uniquement pendant les jours les plus froids. Les pompes à chaleur considérées dans l'étude incluent donc un back-up électrique à effet Joule utilisé uniquement les jours les plus froids, de façon à optimiser le coût d'investissement de l'équipement. Le graphique ci-dessous illustre la dégradation des performances d'une pompe à chaleur pour des températures basses, et la prise de relais du back-up électrique de rendement 1. Les profils ont été produits en utilisant la littérature portant sur le dimensionnement des pompes à chaleur<sup>19 20</sup>.



**Figure 10 Consommation en énergie finale d'une pompe à chaleur en fonction de la température**

Les profils permettent aussi de modéliser les flexibilités liées aux ballons d'ECS et à la recharge des véhicules électriques. Pour cela, les hypothèses prises pour l'étude ADEME<sup>21</sup> sont réutilisées ici.

## Parc de production

Les centrales nucléaires sont prolongées systématiquement jusqu'à 60 ans, sans prévoir de nouvelles installations EPR après Flamanville.

L'optimisation du parc 2050 (hydraulique, éolien, PV...) est réalisée sur la base des gisements, des profils horaires de production renouvelable et des projections de coûts les plus récentes de l'étude ADEME.

Le parc européen est dominé par les énergies renouvelables (environ 75% en 2050), et est issu de l'étude ADEME.

## Flexibilités

<sup>19</sup> "Integrating Heat Pumps into Smart Grids", David Fisher, p120

<sup>20</sup> "Large Scale Deployment of Electric Vehicles (EVs) and Heat Pumps (HPs) in the Nordic Region", Zhaoxi Liu, Qiuwei Wu, Pauli Petersen, p 35

<sup>21</sup> « Trajectoires d'évolution du mix électrique à horizon 2020-2060 », ADEME, 2019

Les solutions de flexibilité sont optimisées conjointement avec le parc de production EnR (interconnexions transfrontalières, moyens de stockage, centrales de pointe à gaz). Les flexibilités de la demande (ECS, pompes à chaleur mais également la charge des véhicules électriques et le **power-to-gas**) sont également mobilisées.

### Coûts

Le coût du biométhane est supposé à **60 €/MWh**. Selon une étude menée par Enea Consulting<sup>22</sup>, le coût serait à 65-85 €/MWh en 2025-2030. De plus, la feuille de route Engie prévoit une diminution de 30-40% d'ici 2030 par rapport à la situation actuelle. L'hypothèse de 60€/MWh à horizon 2050 peut donc être considérée comme conservatrice.

Le coût de la biomasse combustible est supposé à **48 €/MWh** : l'ensemble du gisement devant être mobilisé, ce coût correspond à la valeur haute de la courbe de coût de l'étude ADEME-GRDF<sup>23</sup>.

Les coûts de renforcement des réseaux de transport et de distribution de l'électricité sont également pris en compte. L'ensemble des logements étant déjà raccordés au réseau électrique, seuls les coûts liés aux appels de puissance de pointe sont comptabilisés, et correspondent à des coûts de **76 €/kW** de pointe supplémentaire.

	réseau de transport		réseau de distribution	
	HTB 3	HTB 1	HTA	BT
coûts proportionnels à l'énergie transitée	Ces coûts sont très faibles et ont été supposés comme nuls pour cette étude			
coûts proportionnels à la puissance de pointe	15 €/kW/an	33 €/kW/an	8 €/kW/an	20 €/kW/an
coûts d'accès à l'électricité (indépendant de la puissance et énergie transitées)	0	0	Majorité des coûts d'ErDF	

Figure 11 Coûts des réseaux de transports et de distribution d'après l'étude PEPS<sup>24</sup>

Pour le réseau gaz, les scénarios étudiés envisagent une baisse, ou un maintien, du nombre de logements raccordés. Par rapport au scénario de référence de la SNBC, les seuls coûts à comptabiliser sont donc les coûts de maintien des infrastructures existantes. L'évaluation de ces coûts nécessitant une représentation fine des infrastructures avec un impact limité sur les résultats de cette étude, ces coûts n'ont pas été pris en compte dans ce rapport.

<sup>22</sup> « Etat des lieux du biométhane en France et pistes de réflexion pour le développement de la filière », Enea Consulting, 2017

<sup>23</sup> « Mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ? », ADEME-GRDF, 2018

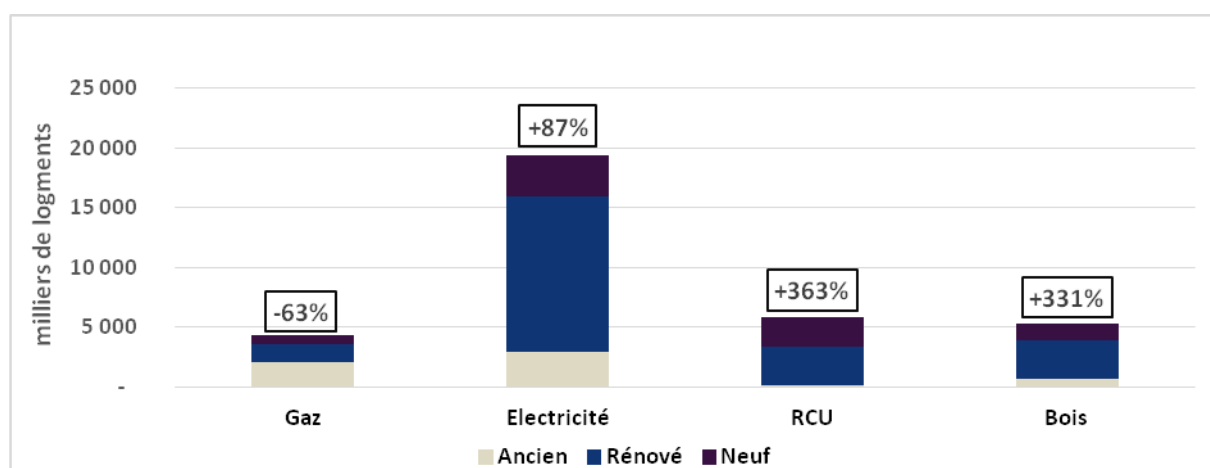
<sup>24</sup> « Potentiel du stockage d'énergies », ATEE-ADEME-DGCIS, 2018

## 3 Le scénario « SNBC AMS » prévoit une électrification importante des usages

### 3.1 Description du scénario « SNBC AMS »

Le premier scénario étudié, « SNBC AMS » correspond au scénario AMS de la SNBC. Il reconstitue le parc de logements du scénario de référence de la SNBC ainsi que les consommations associées. La répartition des logements par vecteur d'énergie est identique à la SNBC, et distingue les parts de marchés des logements neufs et des logements rénovés<sup>25</sup>. Le mix énergétique des logements neufs de la SNBC favorise les pompes à chaleur en maisons individuelles (à hauteur de 65% des logements) et les réseaux de chauffage urbain en logement collectif (à hauteur de 50% des logements). Les transferts du vecteur gaz vers les pompes à chaleur électriques priment pour les logements rénovés.

Le graphique ci-dessous récapitule le parc de logements en 2050 et présente les variations par rapport à l'actuel. Le nombre de logements chauffés au gaz baisse de 7 millions par rapport à 2016. Les logements chauffés à l'électricité augmentent de 9 millions, ainsi que les logements raccordés au réseau de chaleur urbain (+ 4,6 millions) et des logements chauffés au bois (+ 4,2 millions).



**Figure 12 Parc de logement en 2050 selon le scénario "SNBC AMS". Le nombre total de logements est de 34,9 millions**  
Les valeurs encadrées représentent les écarts relatifs par rapport à 2016.

Au total, la consommation du secteur résidentiel est de 270 TWh en 2050, ce qui représente une **diminution de 43% par rapport à 2015**, portée principalement par les actions d'efficacité énergétique (rénovations et performances du neuf, évolutions technologiques des équipements, sobriété énergétique...). Le secteur connaît une **forte diminution de sa consommation de gaz**, passant de 140 TWh PCI en 2016 à 27 TWh PCI en 2050. **La consommation d'électricité baisse de manière moins marquée** puisqu'elle passe de 160 TWh en 2016 à 135 TWh en 2050. Les graphiques ci-dessous présentent les consommations de chauffage et d'ECS par vecteur d'énergie en 2050.

<sup>25</sup> D'après la fiche AMS Bâtiments du 03/04/2018

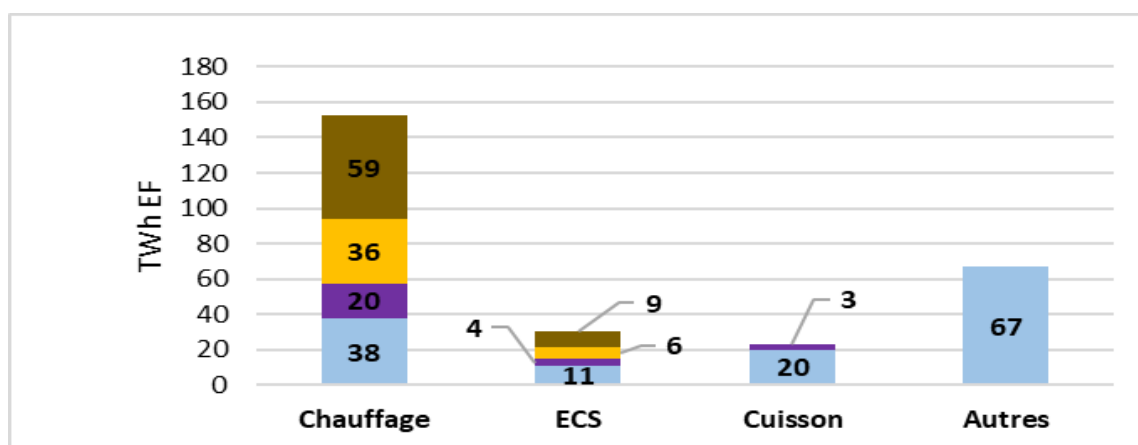
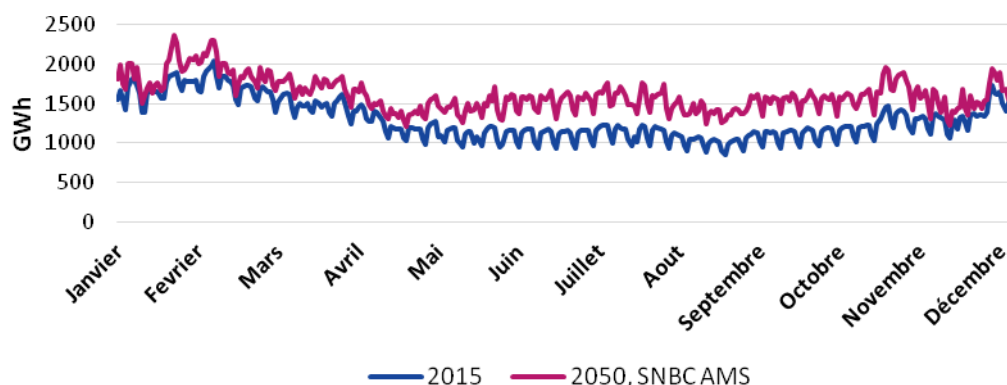


Figure 13 Consommations finales par vecteur énergétique et usage dans le scénario « SNBC AMS ». La consommation totale du secteur résidentiel est de 272 TWh

Les consommations des autres secteurs (industrie, transports, tertiaire, production d'énergie, production d'hydrogène par électrolyse pour le secteur industriel) sont identiques à la SNBC.

### 3.2 Impact sur le profil de demande électrique : la saisonnalité des consommations électriques baisse, mais la pointe augmente

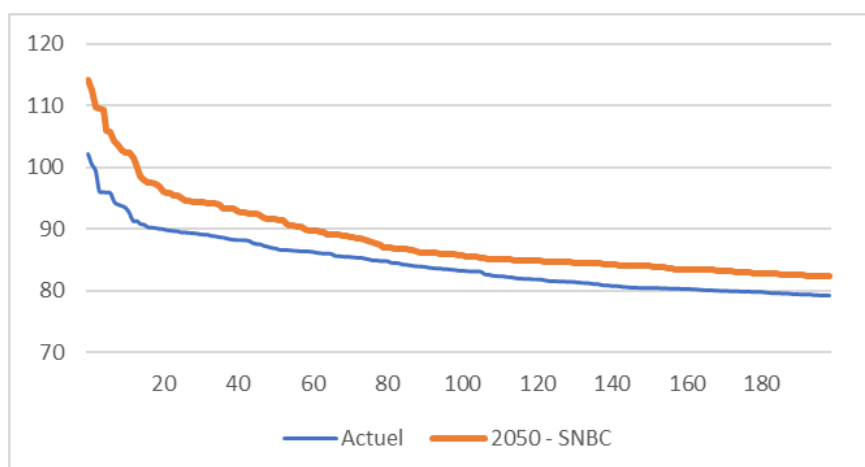
Pour atteindre la neutralité carbone en 2050, la SNBC envisage une politique ambitieuse d'efficacité énergétique dans le bâti et pour les équipements de production de chaleur (niveau « BEPOS Effinergie » pour le neuf, 700 000 rénovations performantes par an et utilisation privilégiée de pompes à chaleur avec des COP élevés). Cela mène à une baisse significative de la consommation pour le chauffage dans le résidentiel et le tertiaire (de 440 TWh en 2015 à 210 TWh en 2050). La part du chauffage électrique dans le résidentiel baisse ainsi de 60 TWh à 38 TWh, malgré le doublement du nombre de logements chauffés à l'électricité. Pour les secteurs mobilité et industrie, le développement massif des véhicules électriques et l'électrification des processus industriels conduisent à une augmentation de la consommation de façon homogène sur les différents mois de l'année (hors variations liées aux vacances). Au total, le niveau de demande augmente entre 2015 et 2050, mais avec une différence réduite entre les consommations en hiver et en été (18% de différence en 2050 vs 34% aujourd'hui).



**Figure 14 Profils de demande électrique journalière en 2015 et en 2050 pour des données de température équivalentes (historique de 2015, année climatique moyenne)**

Cette tendance générale cache cependant une augmentation de la pointe de consommation les jours les plus froids. En effet, la capacité et les coefficients de performance des pompes à chaleur baissent les jours de basse température. Par ailleurs, les pompes à chaleur n'étant pas dimensionnées pour couvrir seules les besoins de chaleur des logements, les systèmes à effet joule en complément démarrent, avec un rendement égal à 1 en énergie finale.

La courbe ci-dessous présente la monotone de demande électrique pour les 6 années de données météo utilisées, pour l'historique et sur la base des projections pour 2050. Elle montre que la demande d'électricité en hiver n'augmente que de 2 ou 3 GW les jours de température normale, mais la pointe s'accroît fortement les jours de température très basse (114 GW en 2050 pour le scénario SNSC vs 102 GW de pointe en 2012). Cela illustre, par ailleurs, l'enjeu de modéliser finement les profils de demande par usage (d'une façon similaire aux travaux réalisés par RTE dans le cadre du Bilan Prévisionnel), une approche basée sur la consommation historique ou sur un gradient thermique moyen ne permettant de capter l'impact de nouveaux usages sur la pointe électrique.



**Figure 15 Monotone de demande électrique de 2006 à 2012 pour les 200 jours les plus froids (seule la consommation à 19h est représentée). La courbe actuelle correspond à l'historique. La courbe 2050 – SNSC correspond à la projection 2050 selon les hypothèses d'évolution des demandes par usage de la SNSC**



## 4 Un mix énergétique plus équilibré permet de réduire la pointe électrique

### 4.1 Description du scénario « Hybridation du scénario SNBC »

Le scénario « Hybridation du scénario SNBC » considère un mix d'équipements similaire à celui du scénario « SNBC AMS », mais suppose que les logements chauffés au gaz aujourd'hui et transférés vers de l'électricité dans le scénario « SNBC AMS » sont équipés d'une pompe à chaleur air/eau accompagnée d'une chaudière à condensation (aussi appelée pompe à chaleur hybride). En 2050, il y aurait donc environ 4,7 millions de logements disposant d'une pompe à chaleur hybride. Les logements chauffés au bois et au RCU restent identiques au scénario « SNBC AMS ».

Les différences par rapport à la SNBC en nombre de logements et en consommation en énergie finale du scénario sont données ci-dessous.<sup>26</sup>

	Millions de logements		TWh d'énergie Finale	
	SNBC AMS	Hybridation du scénario SNBC	SNBC AMS	Hybridation du scénario SNBC
<b>Gaz</b>	4,3	4,3	27	34
<b>Electricité</b>	19,4	14,7	135	127
<b>Hybride</b>	-	4,7		
<b>RCU</b>	5,8	5,8	42	42
<b>Bois</b>	5,4	5,4	68	68

Figure 16 Différences entre le scénario "Hybridation du scénario SNBC" et le scénario "SNBC AMS", en termes de nombre de logements et de consommation

### 4.2 Impact sur le système électrique et la fourniture de gaz

L'utilisation de chaudières gaz en appoint des PAC électriques permet d'éviter le recours massif aux systèmes à effet joule, comme l'illustre la Figure 18, et de baisser la pointe de demande électrique de 7 GW. La chaudière gaz bénéficie alors des infrastructures gazières existantes (réseau et stockage) pour fournir de fortes puissances lors des pointes de consommation. La consommation supplémentaire de gaz renouvelable est limitée à 7 TWh, les pompes à chaleur étant dimensionnées pour couvrir 80% de la demande de chaleur.

<sup>26</sup> Ce scénario implique également pour certains logements le transfert vers des pompes à chaleur air/eau (pour le scénario hybride) à la place de pompes à chaleur air/air (scénario SNBC), ce qui explique la légère baisse de consommation totale en énergie finale.

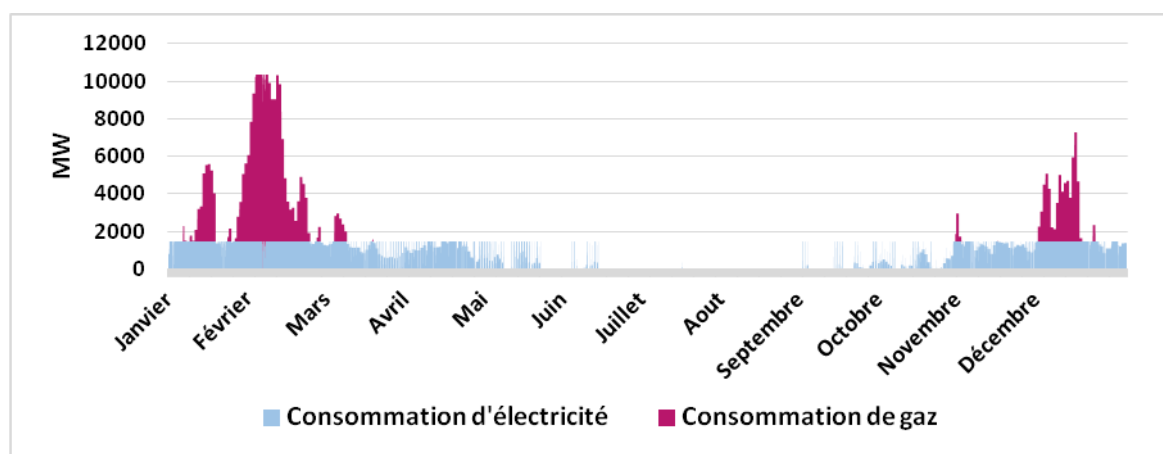


Figure 18 Illustration du comportement des pompes à chaleur hybrides pour l'année climatique 2012

	2012	2050 SNBC	2050 Hybridation scénario SNBC
<b>Pointe de consommation d'électricité à 19h (GW)</b>			
PAC		26,3	19,7
Effet Joule	40	5,2	4,3
Autre non thermosensible	62	82,6	82,6
<b>Total</b>	<b>102</b>	<b>114,1</b>	<b>106,7</b>
<b>Différence /2012</b>		<b>+12,1</b>	<b>+4,7</b>

Figure 19 Impacts des scénarios étudiés sur la pointe de demande électrique<sup>27</sup>

La réduction de la pointe de demande électrique permet de limiter le recours aux centrales de pointe au gaz, réduire les coûts réseau et mieux utiliser le potentiel EnR électrique. En effet, la baisse de l'usage gaz pour le secteur électrique permet d'éviter des investissements en centrales gaz et réduit les besoins de renforcement des réseaux électriques. Enfin, la moindre demande de chauffage électrique permet de rediriger une partie de la production ENR vers des exports et vers la production supplémentaire d'hydrogène par électrolyse.

De plus, les profils de charges du scénario alternatif ont un impact sur les coûts de production. Pour les scénarios 2050 étudiés, le coût marginal de production de l'électricité<sup>28</sup> est de 70€/MWh en

<sup>27</sup> La consommation « effet joule » comprend les 777 000 logements encore chauffés avec un convecteur électrique en 2050 ainsi que les surfaces tertiaires chauffés à l'effet joule.

<sup>28</sup> Le coût marginal de production pour une heure donnée est le coût variable de la dernière centrale appelée (ou la valeur de la dernière unité de consommation planifiée, pour les heures où l'électrolyse est marginale). Le coût

moyenne sur l'année et sur les 6 années climatiques étudiées. Si on multiplie ces coûts marginaux par le profil horaire de consommation d'une pompe à chaleur avec appoint par effet joule, l'impact pour le système électrique est de 110€/MWh : l'appoint par effet joule consomme fortement les heures où les prix sont élevés (notamment aux heures de tension du système électrique), ce qui augmente fortement le coût de l'électricité consommée par les pompes à chaleur. Pour le cas des pompes à chaleur hybrides, le même calcul (coût marginal pondéré par le profil de consommation électrique) donne un impact limité à 70 €/MWh : la consommation est fortement réduite aux heures de prix élevé. Les coûts complets du scénario étudié dans cette section sont détaillés en annexe.

Enfin, les volumes supplémentaires de gaz nécessaires pour l'appoint des pompes à chaleur sont entièrement compensés par le moindre recours aux centrales gaz et par la production d'hydrogène par électrolyse.

Pour conclure, le scénario « Hybridation du scénario SNBC » a permis de montrer les avantages d'un mix de chauffage diversifié et l'intérêt des solutions hybrides en termes d'impact sur le système électrique. Le scénario « Hybridation - vision Coénove », présenté et analysé à la section suivante, intègre ces enseignements et prend en compte des mesures supplémentaires portant sur l'adaptabilité des équipements de chauffages aux typologies de logements considérés. Dans ce scénario, les PAC gaz sont retenues en maisons individuelles ; les chaudières THPE sont retenues en logements collectifs. Les PAC hybrides sont retenues en maisons individuelles, mais sont aussi présentes en logements collectifs. Ce choix se base sur une analyse du marché actuel menée par Coénove portant sur les technologies de chauffage gaz dans le secteur résidentiel.

---

inclut le coût de rareté (valeur capacitaire) les heures de tension sur le système électrique (avec un maximum de 3 heures par an).

## 5 Le scénario « Hybridation - vision Coénove » intègre les avantages des technologies hybrides

### 5.1 Description du scénario « Hybridation - vision Coénove »

Comme précédemment, les hypothèses de déformation du parc de logements de la SNBC (constructions neuves, rénovations ...) sont maintenues. Les consommations des autres secteurs (industrie, transports, tertiaire, production d'énergie) sont aussi identiques à la SNBC.

**Le nombre de logements chauffés au gaz reste constant entre 2015 et 2050 à 11,6 millions de logements.** Afin de maintenir ce nombre de logements constant, des hypothèses de parts de marché des logements neufs et de transferts d'énergie lors des rénovations sont considérées : le mix considéré intègre notamment **les technologies hybrides dont les avantages ont été démontrés à la section précédente**. Il suppose une pénétration plus importante des pompes à chaleur hybrides par rapport au scénario « Hybridation du scénario SNBC ».

Le mix énergétique des logements neufs, présenté dans les graphiques ci-après, **est un mix équilibré**. Les réseaux de chaleur urbains représentent 30%, les pompes à chaleur électriques 25%, les **chaudières THPE** et les **pompes à chaleur hybrides** respectivement 22.5% des parts de marché en logements collectifs neufs. Dans les maisons individuelles neuves, les pompes à chaleur électriques ont une place dominante, suivies par les chaudières à biomasse, les pompes à chaleur hybrides et enfin les pompes à chaleur gaz.

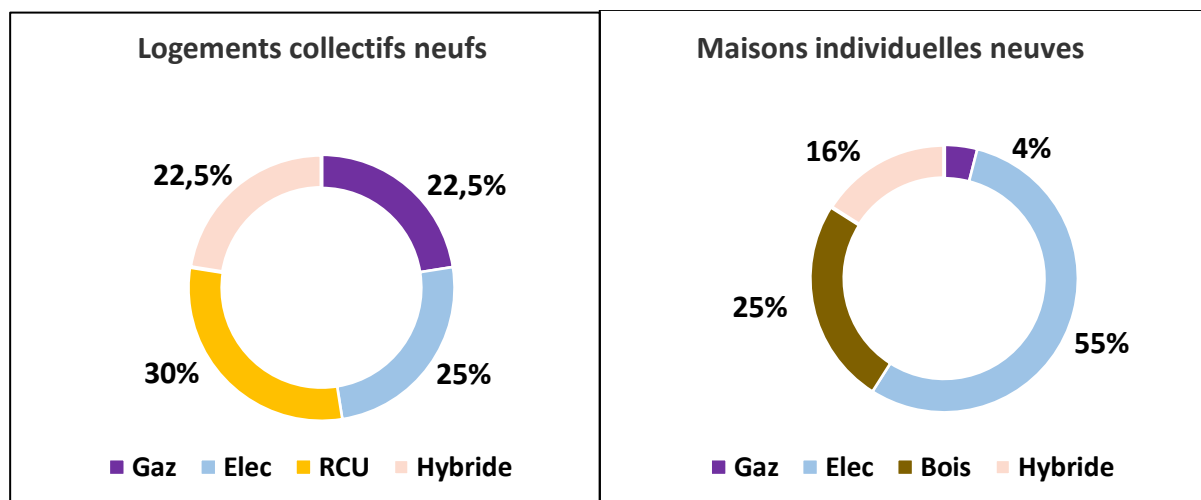
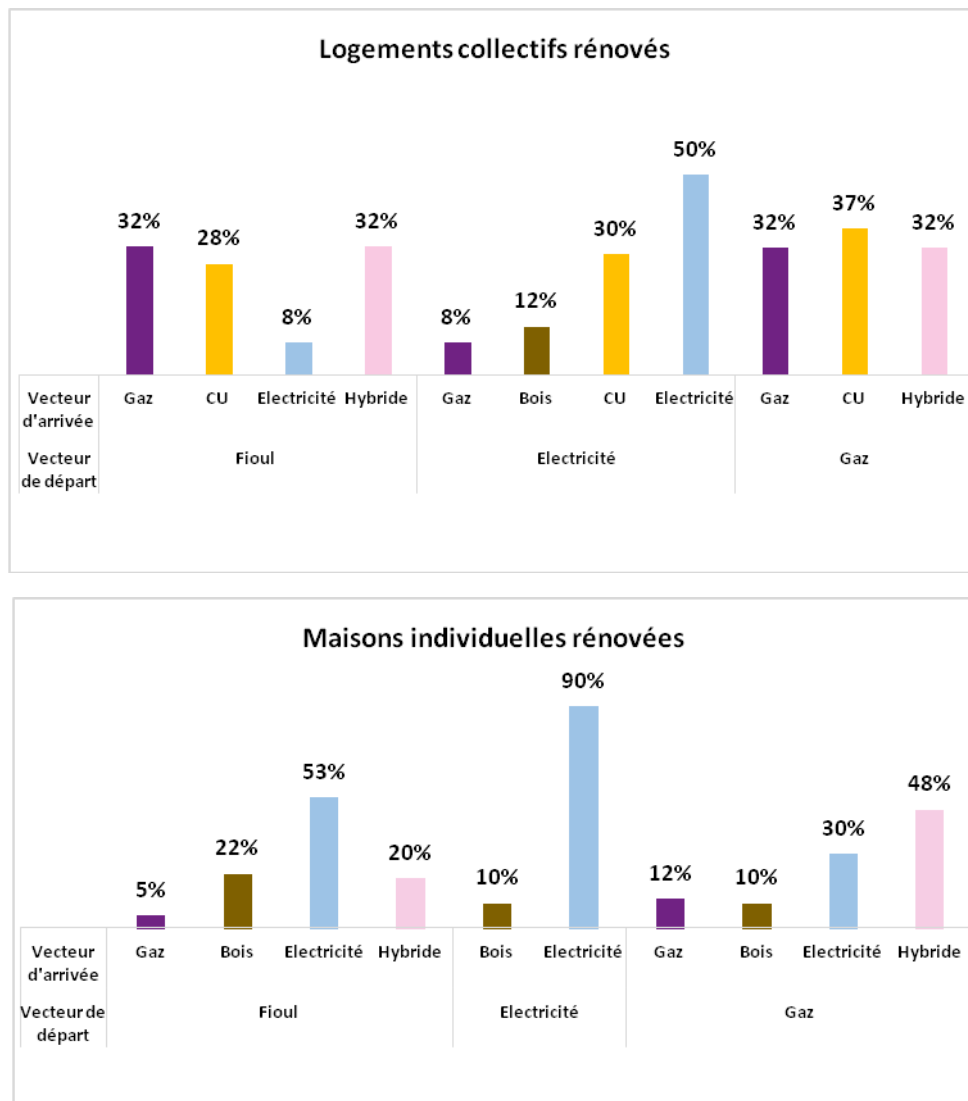


Figure 20 Hypothèses des parts de marchés des vecteurs de chauffage dans les maisons individuelles et logements collectifs neufs en 2050. Le vecteur gaz est matérialisé par des chaudières à condensation dans les logements collectifs et par des PAC gaz dans les maisons individuelles.

Les hypothèses de transferts d'énergie sont récapitulées ci-dessous. Les vecteurs gaz ou hybride (en violet et rose ci-dessous) sont les vecteurs de chauffage des logements rénovés dans les cas suivants :

- Environ 60% des logements initialement chauffés au gaz sont maintenus au gaz ou équipés de pompes à chaleur hybrides.
- Les logements chauffés au fioul sont transférés vers des logements gaz ou hybrides seulement si ceux-ci sont dans une zone desservie par le réseau gaz ou à moins de 35 m du réseau de gaz.
- 8% des logements collectifs chauffés à l'électricité par effet Joule sont transférés vers le gaz, la majorité restante est transférée vers des pompes à chaleur. Il n'y a pas de transfert prévu vers le gaz dans le cas des maisons individuelles actuellement chauffées à l'électricité.



**Figure 21 Transferts d'énergie dans les maisons individuelles et logements collectifs rénovés.**  
La ligne inférieure représente le vecteur de départ, la ligne supérieure représente le vecteur d'arrivée.

Concernant les équipements de chauffage gaz (hors hybride), il est supposé que les logements collectifs chauffés au gaz sont équipés d'une chaudière THPE et que les maisons individuelles sont équipées de pompes à chaleur gaz.

Le parc de logements et les consommations en énergie finale du scénario sont donnés ci-dessous.

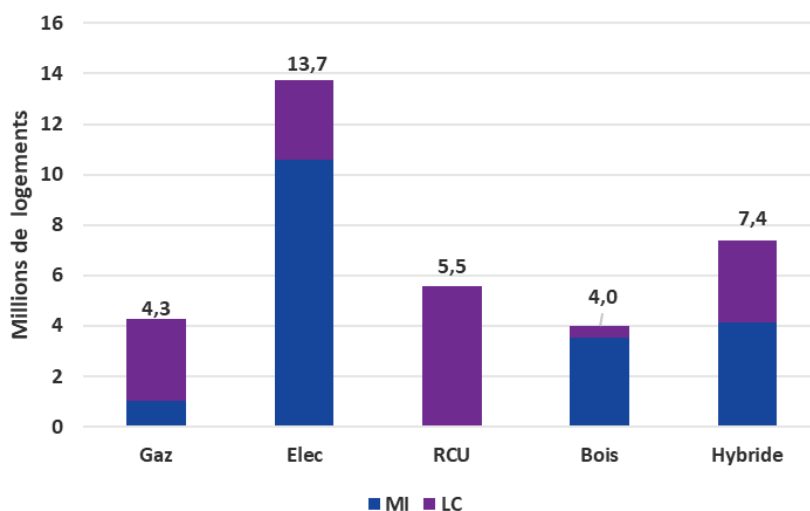


Figure 22 Parc de logements en 2050 selon le scénario « Hybridation - vision Coénove ». Le nombre total de logements est de 34,9 millions. Les valeurs encadrées représentent les écarts relatifs par rapport à 2016.

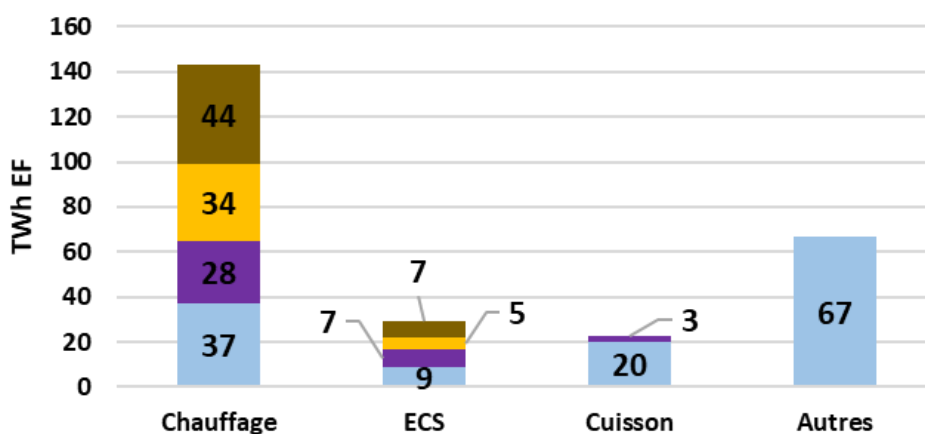


Figure 23 Consommations finales par vecteur énergétique et usage dans le scénario « Hybridation - vision Coénove ». La consommation totale du secteur résidentiel est de 262 TWh

	Millions de logements		TWh d'énergie Finale	
	SNBC AMS	Hybridation – vision Coénove	SNBC AMS	Hybridation – vision Coénove
Gaz	4,3	4,3	27	39
Electricité	19,4	13,7	135	134
Hybride		7,4		
RCU	5,8	5,5	42	44
Bois	5,4	3,0	68	55

Figure 24 Différence entre le scénario " Hybridation - vision Coénove " et le scénario "SNBC AMS", en termes de nombre de logements et de consommation.

La consommation de gaz du scénario est de **38 TWh PCI** (42 TWh PCS), soit environ 11 TWh de plus que la SNBC. Cette consommation de gaz supplémentaire est compensée par de la méthanisation et du power-to-gas.

## 5.2 Impact sur le système électrique et la fourniture de gaz

L'utilisation de chaudières gaz en appoint des PAC électriques permet d'éviter le recours aux systèmes à effet joule, comme illustré dans le scénario « Hybridation du scénario SNBC », et de baisser la pointe de demande électrique de 5 GW. La chaudière gaz bénéficie alors des infrastructures gazières existantes (réseau et stockage) pour fournir de fortes puissances lors des pointes de consommation. La réduction de la pointe permet des économies importantes pour le système électrique, avec un impact sur les besoins de gaz renouvelable qui reste limité.

### IMPACTS SUR LE SYSTEME ELECTRIQUE

Sur la base des courbes de charge horaires présentées dans les chapitres précédents, le modèle calcule le parc de production optimal pour assurer à moindre coût la sécurité d'approvisionnement (cf pour une description du modèle et des hypothèses associées). Par ailleurs le modèle est libre d'investir dans des capacités de production d'électricité et d'électrolyse supplémentaires de façon à injecter de l'hydrogène dans le réseau gaz<sup>29</sup> et remplacer une partie de la consommation de biogaz.

Ce calcul est réalisé indépendamment pour chacun des scénarios étudiés et vis-à-vis de la courbe de demande 2050 (sans prise en compte de la transition depuis le parc actuel<sup>30</sup>).

Les résultats pour le scénario SNBC AMS sont cohérents avec ceux de l'étude Ademe « Trajectoires d'évolution du mix électrique à horizon 2020-2060 » :

- La production d'électricité est réalisée par le parc renouvelable (principalement éolien, solaire et hydraulique) et nucléaire (centrales historiques prolongées à 60 ans).
- Le rôle du gaz pour le secteur électrique reste limité à une dizaine de TWh, mais avec des capacités installées importantes<sup>31</sup> (26 GW) : ces capacités permettent d'assurer la sécurité d'approvisionnement en hiver, les jours sans vent, mais leur utilisation est limitée à 400 heures en moyenne par an.
- Les échanges d'électricité avec les pays voisins (exports et imports) permettent d'intégrer plus facilement la production éolienne, les conditions de vent étant statistiquement variables au sein des pays modélisés (Europe de l'ouest). Le bilan annuel imports/exports est neutre.

<sup>29</sup> Comme annoncé dans la SNBC, une partie de la production d'hydrogène par électrolyse (21 TWh, identique pour les 3 scénarios) est utilisée directement pour des usages industriels.

<sup>30</sup> Le modèle minimise l'ensemble des coûts en 2050, donc annualisés, pour assurer la sécurité de l'approvisionnement

<sup>31</sup> Contrairement à l'étude Ademe, aucune contrainte n'a été imposée ici sur le parc gaz. Dans le cas d'une interdiction de nouvelles centrales gaz au-delà des capacités actuelles, les conclusions sur le coût de la pointe de demande seraient renforcées.

Comparativement au scénario « SNBC AMS », la baisse de 5 GW de pointe de demande dans le scénario « Hybridation – vision Coénove » permet d'éviter l'investissement de 3 GW de centrales gaz et la production d'électricité des centrales gaz est réduite de 1 TWh. La baisse de la pointe de demande réduit également de 380 M€/an le coût de renforcement des réseaux électriques.

Enfin, la baisse de la demande électrique permet de rediriger une partie de la production électrique renouvelable vers des exports d'électricité (augmentation de 1 TWh) et vers la production supplémentaire d'hydrogène par électrolyse (3 TWh d'électricité supplémentaire utilisée pour l'électrolyse).

	Référence (SNBC)	Hybridation – vision Coénove
<b>Consommation d'électricité (TWh)</b>		
Résidentiel	135	<b>133</b>
Electrolyse	52	<b>55</b>
Bilan exports - imports	1	<b>1</b>
<b>Production d'électricité (TWh)</b>		
Centrales gaz	10	<b>9</b>
EnR	492	<b>494</b>

**Figure 25 Bilan des consommations et des productions d'électricité, pour le scénario « SNBC AMS » et le scénario « Hybridation - vision Coénove »**

#### IMPACT SUR LES BESOINS DE GAZ RENOUVELABLE

Pour le scénario « Hybridation – vision Coénove », 11 TWh supplémentaires de gaz renouvelable sont nécessaires pour assurer l'appoint des pompes à chaleur les jours les plus froids. Cette demande supplémentaire de gaz est compensée par la moindre utilisation de gaz pour le secteur électrique (-2 TWh), la production supplémentaire d'hydrogène par électrolyse (+3 TWh), et la production de biogaz par méthanisation (+6 TWh). Le besoin supplémentaire de gaz renouvelable est donc de 9 TWh. A titre de comparaison avec la SNBC, la SNBC consacre 50 TWh de gaz renouvelable pour le secteur électrique alors que les besoins sont estimés ici à moins de 20 TWh, le pilotage de la demande, le stockage et les échanges d'électricité permettant de limiter le recours aux centrales gaz pour la fourniture de flexibilité. Le besoin supplémentaire de gaz renouvelable, estimé à 9 TWh, reste donc compatible avec les contraintes sur la ressource française en biomasse.



	Référence (SNBC)	Hybridation – Vision Coénove
<b>Bilan H2 (Volume TWh H2)</b>		
Consommation H2 industrie	21	21
Injection H2 dans le réseau	21	24
Consommation totale de H2	42	45
Production H2 par électrolyse	42	45
<b>Bilan CH4 (Volume TWh PCI CH4)</b>		
Consommation CH4 O/CGT	18	16
Consommation CH4 résidentiel	27	38
Consommation totale de CH4	45	54
Injection H2 dans le réseau	21	24
Méthanisation	24	30
Fourniture totale de CH4	45	54

Figure 26 Bilan des consommations et des productions de CH4 et d'Hydrogène, pour le scénario « SNBC AMS » et le scénario « Hybridation - vision Coénove »

## 5.3 Impact sur les coûts complets

Le maintien du réseau de distribution de gaz et le développement de pompes à chaleur hybrides, avec la prise en compte des contraintes de développement des pompes à chaleur permettent des économies de 858 millions par an.

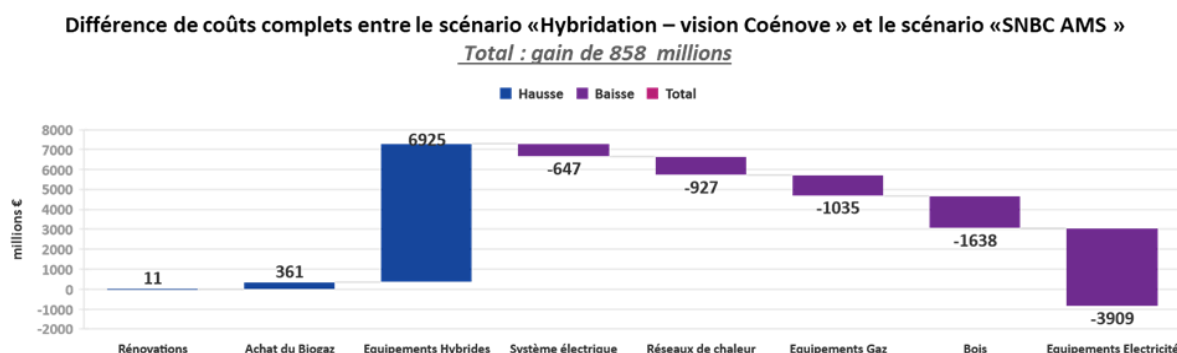


Figure 27 Différence de coûts complets entre le scénario « Hybridation - vision Coénove » et le scénario « SNBC AMS » (gain de 858 millions d'euros par an)

La figure ci-dessus synthétise la différence de coût complet entre les scénarios « Hybridation - vision Coénove » et « SNBC AMS », par poste de coût. Les coûts liés aux rénovations plus importantes pour atteindre le label BBC rénovation, à la production supplémentaire de gaz renouvelable et à l'achat des équipements hybrides, sont compensés en totalité par :

- les économies sur le système électrique : la baisse de la pointe électrique permet de réduire les coûts de production d'électricité et de limiter les renforcements du réseau électrique
- les investissements évités pour les pompes à chaleur, le chauffage au bois et les réseaux de chaleur

Le coût associé au maintien des infrastructures gaz nécessaires (distribution et impact sur le transport et stockage de gaz) n'a pas été chiffré mais, dans un contexte fortement baissier des consommations

---

de gaz, reste d'un ordre de grandeur a priori inférieur aux économies réalisées (cf. §2 pour plus de détails)

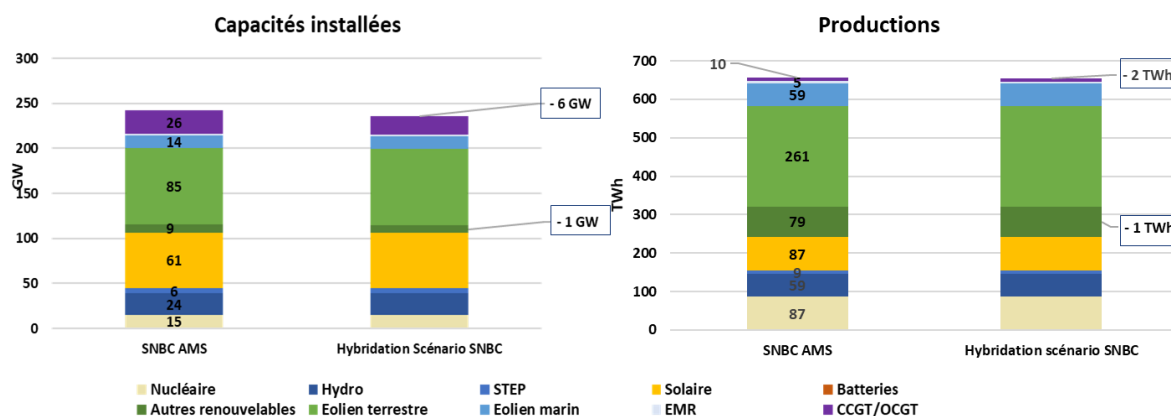
Dans un cas où chaque rénovation réalisée sur le parc de logement résidentiel atteindrait 80% du « niveau BBC rénovation », les PAC hybrides seraient davantage bénéfiques pour le système électrique. En effet, la pointe de demande qui baisse de 4,7 GW (-4,1%) entre le scénario « SNBC AMS » et le scénario « Hybridation – vision Coénove », est réduite de 5,4 GW (-4,7%) lorsque les logements sont rénovés à 80% du niveau BBC rénovation. Par conséquent, la baisse de la consommation de gaz pour la production d'électricité est encore plus marquée et les économies relatives au système électrique sont renforcées. Au niveau des coûts complets, la différence entre le scénario « Hybridation – vision Coénove » et le scénario « SNBC AMS » est de 640 millions. Les PAC hybrides sont donc un choix sans regret, qui permet d'atténuer le risque lié à la non atteinte des objectifs de rénovation.

## Glossaire

<b>CAPEX (Capital expenditure)</b>	Coûts d'investissements d'un actif de production
<b>CCCG</b>	Centrale à cycle combiné gaz (ou combined-cycle gas turbine en anglais)
<b>ECS</b>	Eau chaude sanitaire
<b>ENR</b>	Energie renouvelable
<b>MW</b>	Mégawatt, unité de puissance
<b>MWh</b>	Mégawattheure, unité d'énergie correspondant à une puissance d'un mégawatt pendant une heure
<b>OCGT</b>	Open-cycle gas turbine ou turbine à gaz à cycle ouvert
<b>OPEX (Operating expenditure)</b>	Coûts annuels d'exploitation et de maintenance d'un actif de production
<b>PAC</b>	Pompe à chaleur
<b>PAC Hybride</b>	Pompe à chaleur air/eau accompagnée d'une chaudière à condensation gaz en back-up
<b>PCI ou PCS</b>	Pouvoir calorifique inférieur ou supérieur
<b>PPE</b>	Programmation pluri-annuelle de l'énergie
<b>PV</b>	Panneau photovoltaïque
<b>P2G</b>	Power-to-gas
<b>RCU</b>	Réseau de chaleur urbain
<b>THPE</b>	Très Haute Performance Energétique
<b>STEP</b>	Station de transfert d'énergie par pompage

## 6 Annexes

### Impact sur le système électrique – scénario « Hybridation du scénario SNBC »



**Figure 32 Capacités optimales (à gauche) et productions associées (à droite) par filière pour chacun des scénarios étudiés. Les encadrés affichent les différences par rapport aux valeurs SNBC.**

La baisse de 7 GW de pointe de demande dans le scénario « Hybridation du scénario SNBC » permet d'éviter l'investissement de 6 GW de centrales gaz et la production d'électricité des centrales gaz est ainsi réduite de 2 TWh (soit 4 TWh d'économies de gaz renouvelable). La baisse de la pointe de demande réduit également de 500 M€/an le coût de renforcement des réseaux électriques.

La baisse de la demande électrique permet de rediriger une partie de la production électrique renouvelable vers des exports d'électricité (augmentation de 1 TWh) et vers la production supplémentaire d'hydrogène par électrolyse (3 TWh d'électricité supplémentaire utilisée pour l'électrolyse). Certains investissements en production renouvelable sont évités (1 GW).

	Référence (SNBC)	Hybridation scénario SNBC
<b>Consommation d'électricité (TWh)</b>		
Résidentiel	135	127
Electrolyse	52	55
Exports	1	2
<b>Production d'électricité (TWh)</b>		
Centrales gaz	10	8
EnR	492	491

**Figure 33 Bilan des consommations et des productions d'électricité pour les scénarios « SNBC AMS » et « Hybridation du scénario SNBC »**

### Impact sur les besoins de gaz renouvelables - scénario « Hybridation du scénario SNBC »

Pour le scénario « Hybridation du scénario SNBC », 7 TWh supplémentaires de gaz renouvelables sont nécessaires pour assurer l'appoint des pompes à chaleur les jours les plus froids (les pompes à chaleur ont été dimensionnées de façon à couvrir 80% de la demande de chaleur). Cette demande supplémentaire de gaz est entièrement compensée par la moindre utilisation de gaz pour le secteur électrique (-4 TWh) et la production supplémentaire d'hydrogène par électrolyse (+3 TWh). L'utilisation de ressources en biomasse pour le secteur résidentiel est donc équivalente à celle du scénario AMS de la SNBC.

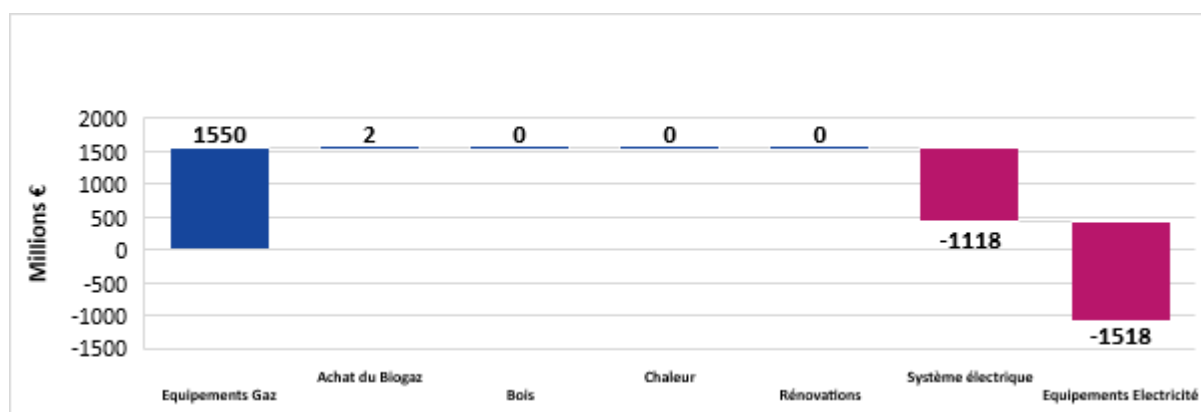
	Référence (SNBC)	Hybridation scénario SNBC
<b>Bilan H2 (Volume TWh H2)</b>		
Consommation H2 industrie	21	21
Injection H2 dans le réseau	21	24
Consommation totale de H2	42	45
Production H2 par électrolyse	42	45
<b>Bilan CH4 (Volume TWh PCI CH4)</b>		
Consommation CH4 O/CGT	18	14
Consommation CH4 résidentiel	27	34
Consommation totale de CH4	45	48
Injection H2 dans le réseau	21	24
Méthanisation	24	24
Fourniture totale de CH4	45	48

**Figure 34 Bilan des consommations et des productions de CH<sub>4</sub> et d'hydrogène, pour les scénarios « SNBC AMS » et « Hybridation du scénario SNBC »**

### Impact sur les coûts complets - scénario « Hybridation du scénario SNBC »

La baisse de la pointe électrique grâce aux 5 millions de logements équipés de pompes à chaleur hybrides permet une économie de 1.1 milliard d'€ par an pour le système électrique (production et réseau), pour un coût d'équipement équivalent et une utilisation des ressources biomasse similaire à celle de la SNBC.

**Le maintien du réseau de distribution de gaz et le développement de pompes à chaleur hybrides permettent des économies de plus de 200€ par an et par logement.** Dans un contexte fortement baissier des consommations de gaz, le coût associé au maintien des infrastructures gaz nécessaires (distribution et impact sur le transport et stockage de gaz) n'a pas été chiffré. Il est, a priori, d'un ordre de grandeur inférieur aux économies réalisées.



**Figure 38** Différence de coûts complets entre le scénario « Hybridation du scénario SNBC » et le scénario « SNBC AMS » (bénéfice total de 1,1 milliard d'euros par an)

Cette analyse a été réalisée pour différentes hypothèses sur le prix des équipements. Les hypothèses haute et basse de la base de données ASSET ont été utilisées<sup>32</sup>. Les technologies les plus récentes (notamment pompes à chaleur) ont des perspectives de réduction de coût importantes, mais avec une incertitude élevée.

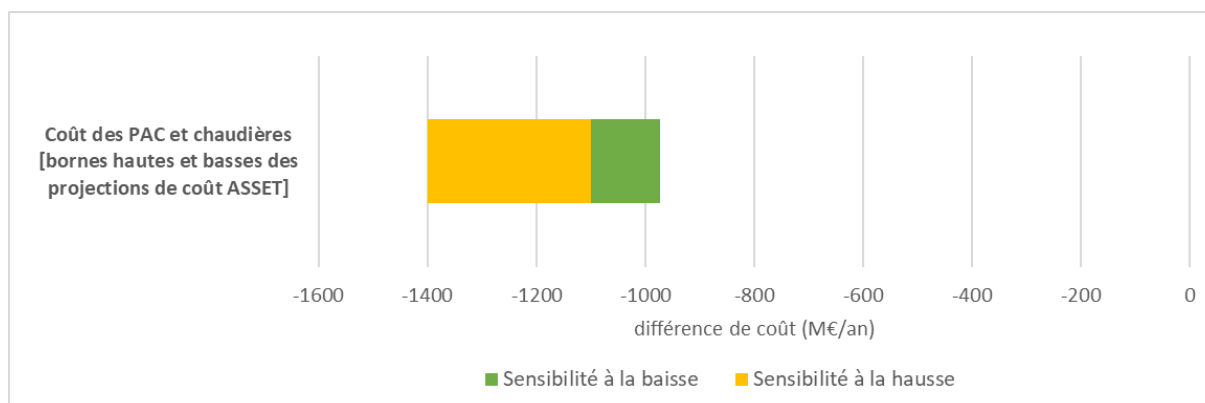
	Actuel	Hypothèses d'évolution à 2050		
		Basse	Médiane	Haute
Chaudière THPE	195	-12%	+8%	+22%
Chaudière bois	410	-9%	+8%	+44%
PAC gaz	1176	-66%	-20%	+14%
PAC air/eau	1036	-53%	-7%	+24%
PAC air/air	784	-66%	-14%	+31%

**Figure 36** Coûts d'investissement et d'installation en €/kW des équipements de chauffage et hypothèses d'évolution à 2050 d'après la base ASSET

Pour chacune de ces variantes, le coût complet des deux scénarios a été calculé. La différence de coûts entre les deux scénarios est présentée ci-dessous.

L'analyse de sensibilité montre que ce résultat se maintient pour les différents jeux de valeur étudiés.

<sup>32</sup> Le coût de certains équipements augmente du fait du renforcement des performances techniques (rendement) et normes environnementales.



**Figure 39 Différence de coûts complets entre le scénario « Hybridation du scénario SNBC » et le scénario « SNBC AMS » pour l'analyse de sensibilité sur le coût des technologies**

## 7 Références

- [1] « La pompe à chaleur, de nos ambitions 2030 à nos perspectives 2050 », AFPAC, 2018.
- [2] « Technology pathways in decarbonisation scenarios », ASSET, 2018.
- [3] « Etude des coûts d'investissement et d'exploitation associés aux installations biomasse énergie des secteurs collectifs et industriels », ADEME, Kalice et Biomasse Normandie, 2015.
- [4] Rapport du Conseil général des mines, <http://reseaux-chaleur.cerema.fr/cout-dinvestissement-dun-reseau-de-chaleur-quelques-reperes>, 2006
- [5] « District Heating », IEA & ETSAP, 2013
- [6] « Solutions techniques pour optimiser les réseaux de chaleur dans un contexte de développement de bâtiments basse consommation », AMORCE, 2011
- [7] Projet Européen Metis, <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/energy-modelling/metis>
- [8] “Integrating Heat Pumps into Smart Grids”, David Fisher, p120
- [9] “Large Scale Deployment of Electric Vehicles (EVs) and Heat Pumps (HPs) in the Nordic Region”, Zhaoxi Liu, Qiuwei Wu, Pauli Petersen, p 35
- [10] « Trajectoires d’évolution du mix électrique à horizon 2020-2060 », ADEME, 2019
- [11] « Etat des lieux du biométhane en France et pistes de réflexion pour le développement de la filière », Enea Consulting, 2017
- [12] « Mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ? », ADEME-GRDF, 2018
- [13] « Potentiel du stockage d’énergies », ATEE-ADEME-DGCIS, 2018